

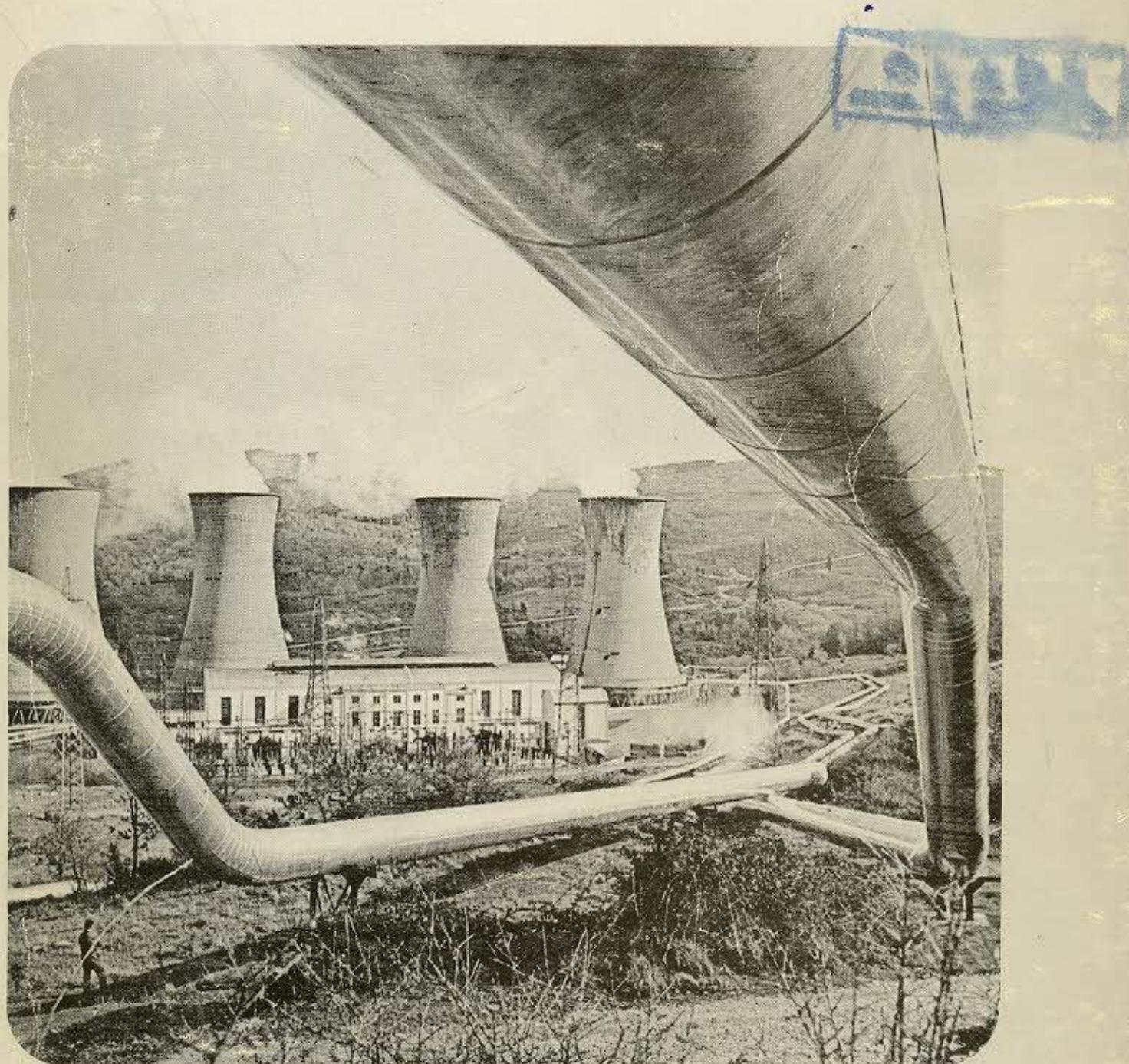
olade

**ORGANIZACION
LATINOAMERICANA
DE ENERGIA**

SECRETARIA PERMANENTE

BOLETIN ENERGETICO No.4

SEPTIEMBRE – OCTUBRE 1977



AMERICA LATINA Y LA GEOTERMIA



BOLETIN
ENERGETICO No. 4
SEPTIEMBRE/OCTUBRE 1977
ORGANO DE DIVULGACION
TECNICA

SECRETARIA PERMANENTE

Carlos Miranda Pacheco
Secretario Ejecutivo

EN NUESTRA PROXIMA EDICION:

- EL PROGRAMA DE DESARROLLO DEL SECTOR ELECTRICO (MEXICO) COMISION FEDERAL DE ELECTRICIDAD
- LA REPRESA DE GURI (VENEZUELA) ELECTRIFICACION DEL CARONI C.A. EDELCA
- LOS CONTRATOS DE SERVICIO CON CLAUSULA DE RIESGO (BRASIL) PETROBRAS.- PETROLEO BRASILEÑO S.A.
- COMERCIALIZACION DEL GAS BOLIVIANO M.M.H. YPFB (BOLIVIA)
- EL PROYECTO HIDROELECTRICO PAUTE INECEL (ECUADOR)
- POSIBILIDADES DE UTILIZACION DE LA ENERGIA NUCLEOELECTRICA EN COLOMBIA.- INSTITUTOS DE ASUNTOS NUCLEARES (COLOMBIA)

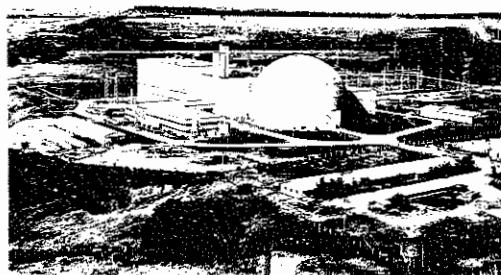
DEPARTAMENTO DE INFORMACION
Y ESTADISTICA

Manuel Mejia Calderon
Técnico de Información

N. de la R.— Las colaboraciones deben dirigirse al Departamento de Información y Estadística de la OLADE:

CASILLA 119 — A
QUITO — ECUADOR

CONTENIDO



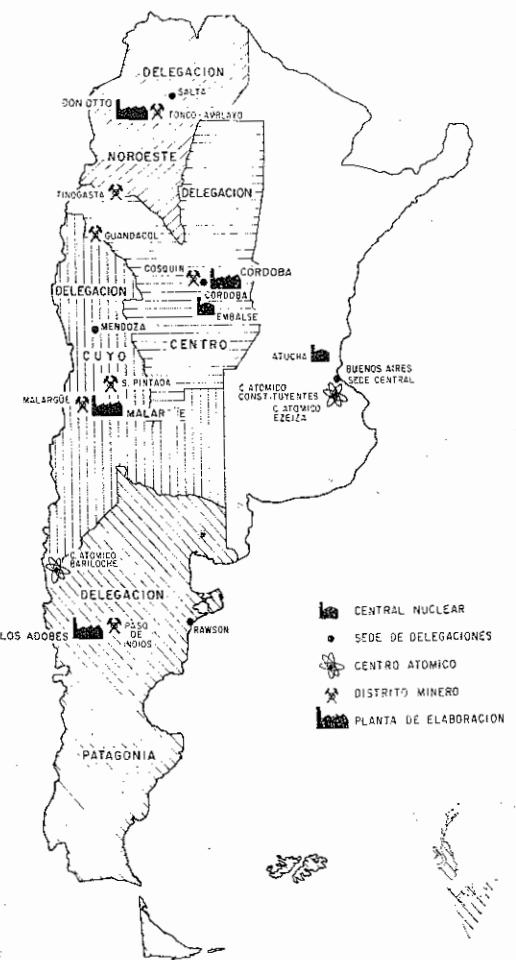
OLADE CENTRO DE DOCUMENTACION

| | | |
|---|---------|----|
| La Energía Nuclear en la República Argentina | Pág. 3 | 24 |
| General Review of International Electrical Interconnections | Pág. 14 | 25 |
| V Jornadas Técnicas de Petróleo C.I.V. — S.V.I.P..... | Pág. 43 | 26 |
| La Situación Energética de América Latina | Pág. 71 | 27 |
| La Geotermia como Posibilidad Energética en América Latina ... | Pág. 86 | 28 |
| DOCUMENTOS | Pág. 95 | |
| Ley Orgánica del IPEN | | 29 |

LA ENERGIA NUCLEAR EN LA REPUBLICA ARGENTINA

Cite Carlos Castro Madero
Presidente

Comisión Nacional de Energía Atómica



1. Evolución histórica.

Los primeros antecedentes oficiales de la actividad de la Argentina en el campo nuclear datan de 1945, el mismo año en que este tipo de energía irrumpió en el mundo a través del bombardeo de ciudades japonesas, en el cual el gobierno argentino dictó un decreto en el que se reservaba el control de la explotación de los yacimientos de uranio, ya que "... es previsible el empleo de dichos minerales en la obtención, dentro de un plazo que puede ser relativamente breve, de energía industrialmente aplicable . . .".

Este decreto, y el No. 10.936 del año 1950, por el cual se creó la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), evidencian que quienes los prepararon habían comprendido la importancia que el desarrollo de la energía nuclear podía tener para el futuro del país. Evidencian también que, desde el primer momento, la Argentina, consecuente con su tradición, centraba su interés en la utilización pacífica de esa nueva fuente de energía.

En el ámbito mundial, la situación estaba dominada en esa época por la "política del secreto" establecida por los aliados occidentales después de la Segunda Guerra Mundial, marco de referencia que definía condiciones no tradicionales en la actividad científica al dificultar el acceso a los conocimientos básicos necesarios para el desarrollo de las posibilidades propias de los países. Esta circunstancia facilitó incursiones aisladas más o menos aventuradas en el tema, que en la Argentina fueron superadas a partir de 1952, en que se inició un esfuerzo orgánico en la dirección correcta. A partir de ese año se fueron creando en el ámbito de la CNEA laboratorios nucleares de física, radioquímica, química analítica, química del uranio, electrónica, biología y medicina, radiación cósmica, separación de isótopos, metalurgia y otros. Se comenzó también a prospectar sistemáticamente minerales uraníferos, a estudiar la tecnología de su tratamiento y a emplear radioisótopos en aplicaciones

médicas y, ocasionalmente, industriales.

En 1953 se dictó el primer curso teórico de reactores nucleares, y en 1955 se creó un instituto de formación e investigación en física, ubicado en la Provincia de Río Negro, que fue el germen del actual Centro Atómico Bariloche. La orientación general era formar personal lo más rápidamente posible, dictando cursos, proveyendo oportunidades de trabajo a científicos y tecnólogos interesados en el tema y otorgando becas de especialización en el extranjero.

Estas iniciativas permitieron consolidar un cuerpo científico y tecnológico que, a pesar de su reciente iniciación en la actividad nuclear, estuvo en condiciones de presentar 37 trabajos a la Conferencia Internacional sobre la Utilización de la Energía Atómica con Fines Pacíficos celebrada en Ginebra en 1955 y poner así a la Argentina en un lugar estimable para esa época en el ámbito mundial.

La evolución de la CNEA fue acelerándose cada vez más durante esa década. Ello se debió tanto a la mayor experiencia adquirida cuanto a la posibilidad, bien aprovechada, de un mayor contacto con los países más avanzados, posibilidad que surgió al liberalizarse parcialmente la política del secreto después de la Conferencia de Ginebra recién citada y que se consolidó en 1957, con la creación del Organismo Internacional de Energía Atómica.

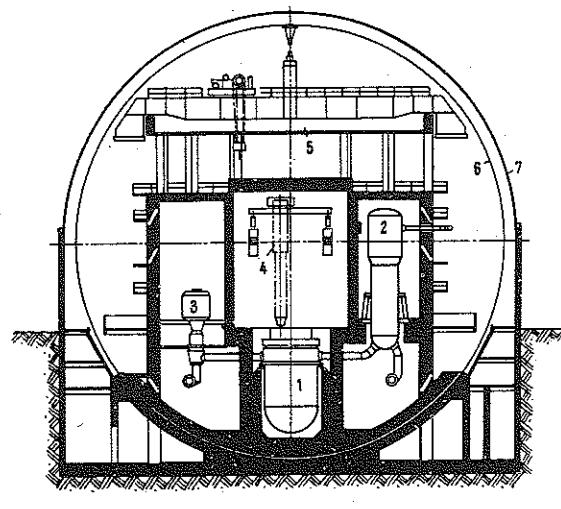
Las nuevas condiciones de contorno permitieron construir en el país, sobre la base de planos norteamericanos, el primer reactor experimental argentino, el RA-1, que funciona desde 1958 en el Centro Atómico Constituyentes. Los desarrollos posteriores propios en reactores de investigación condujeron a la erección de un reactor experimental de irradiación y producción diseñado en el país, el RA-3, en el Centro Atómico Ezeiza.

Otro año decisivo para la evolución de la CNEA fue 1965, en el cual el gobierno nacional le encargó la realización de un estudio de factibilidad que analizase la posibilidad de instalar una central nucleoeléctrica en el país. Este hecho constituyó un reconocimiento del grado de madurez alcanzado por la Institución, que le permitirá encarar un nuevo salto cualitativo de enorme significación, pero también un serio desafío para ella.

El estudio se realizó totalmente en la CNEA y demostró que la instalación de la central en la zona litoral del país era "técnicamente factible, económicamente conveniente y financieramente viable". La central (Central Nuclear Atucha) funciona desde 1974 y con ella se inició un programa de instalación de centrales nucleares cuyas etapas inmediatas son la Central Nuclear Embalse, ya en construcción y la Central Nuclear Atucha II, que se encuentra en la fase de diseño conceptual.

Paralelamente a estos desarrollos específicos en

el área de los reactores nucleares, la CNEA ha ido incrementando continuamente su actividad en el desarrollo y producción de los insumos necesarios (concentrados de uranio, elementos combustibles, agua pesada, aleaciones especiales, etc.), en la prospección y desarrollo de recursos uraníferos, en la producción y utilización de radioisótopos y radiaciones, en el manejo de desechos radioactivos y el control de la seguridad nuclear y en los aspectos de la investigación básica y aplicada necesarios para la concreción de sus objetivos y para mantenerse alerta respecto de las nuevas posibilidades. Todo ello se realiza bajo la premisa fundamental de consolidar y mantener una estructura científico-tecnológica con capacidad propia de realización que tienda, en asociación con empresas nacionales capaces de contribuir a ese desarrollo, pero siempre bajo el control programático de la CNEA, a lograr el autoabastecimiento integral en materia nuclear.



F.9 Corte de la isla nuclear de la Central Nuclear Atucha.

| | |
|-------------------------|--------------------------|
| 1 Reactor | 5 Grúa giratoria |
| 2 Generador de vapor | 6 Envoltorio de acero |
| 3 Bomba de refrigerante | 7 Envoltorio de hormigón |
| 4 Máquina de carga | |

La Fig. 1 ilustra la distribución de las actividades de mayor significación de la CNEA en el territorio nacional y las Fig. 2 a 5, los centros de trabajo más importantes.

2. Reactores experimentales.

La cronología del desarrollo de reactores nucleares en la Argentina comienza en 1957, al iniciarse la construcción del RA-1 (Reactor Argentino 1), inaugurado en el Centro Atómico Constituyentes en enero de 1958 (Fig. 6). Este fue el primer reactor construido localmente que funcionó en América La-

tina. El diseño utilizado fue el del reactor "Argonaut" del Laboratorio Nacional de Argonne de EE.UU., facilitado por ese país, que también arrendó el uranio enriquecido al 200/o necesario para su funcionamiento, posteriormente adquirido por la Argentina.

El reactor utiliza elementos combustibles compactados con gráfito y es moderado y refrigerado con agua común.

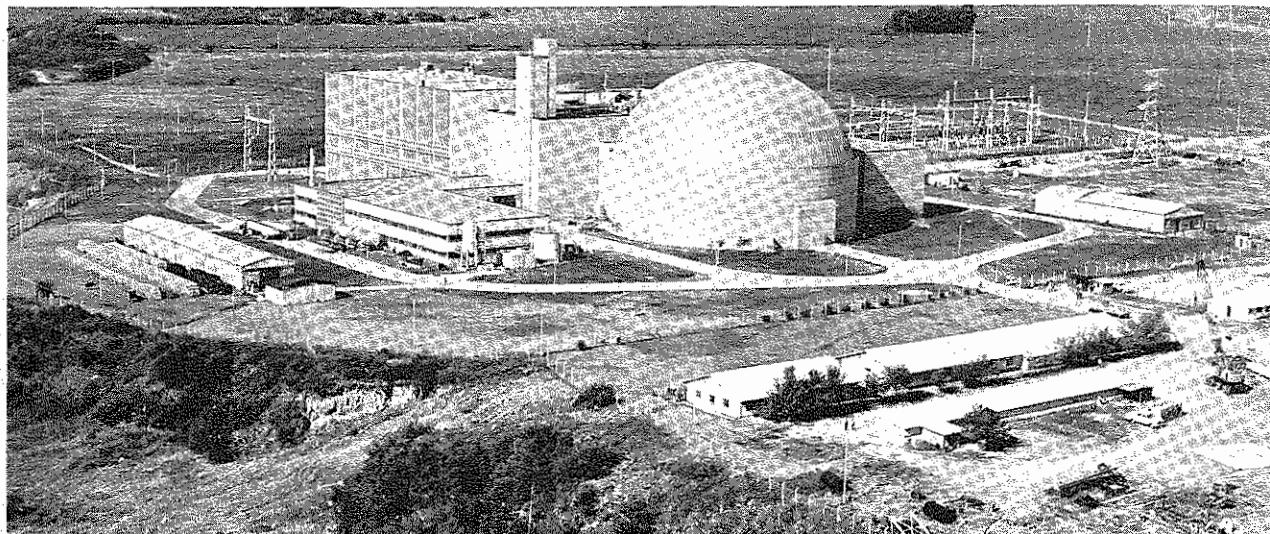
La construcción posterior de las facilidades críticas RA-0 (actualmente utilizada para enseñanza en la Universidad de Córdoba) y RA-2 permitió ganar experiencia en el diseño de núcleos de reactores, lo que hizo posible, a su vez, aumentar la potencia del RA-1 a 100 KW y construir sin ayuda externa (salvo la provisión de uranio enriquecido por EE.UU.) el RA-3. Este reactor fue diseñado para producir radioisótopos y para experimentación y se encuentra en funcionamiento desde 1967 en el Centro Atómico Ezeiza. Es un reactor cuyo núcleo (de uranio enriquecido al 90 o/o) está alojado en el fondo de un recipiente de acero inoxidable de 10 m. de altura por 3,60 m. de diámetro de agua común desmineralizada. Puede operar a una potencia de aproximadamente 7 MW y en él se han producido la mayoría de los radioisótopos empleados en la última década en el país y muchos de los utilizados en Latino América. La figura 7 muestra una vista interna del reactor y la figura 8 su parte superior y la sala de control.

se dispone en la Argentina de un reactor de entrenamiento de potencia cero (RA-4), construido en Alemania (modelo SUR-100), que se encuentra instalado en el Departamento de Física de la Universidad de Rosario, Provincia de Santa Fe.

El programa de la CNEA en el campo de los reactores experimentales incluye la realización de un estudio de factibilidad para la construcción de un reactor de potencia intermedia que resulte apropiado para contribuir con efectividad a la evolución de la CNEA, y tiene también dimensiones externas, en cuanto la Argentina ha sido preseleccionada en una compulsa internacional para instalar un Centro Nuclear en la República de Perú. La pieza pivotal de este Centro es un reactor experimental de irradiación y producción de 10 MW complementado con laboratorios y plantas de fabricación de radioisótopos y elementos combustibles, tratamiento de minerales de uranio, y otras instalaciones.

3. Centrales nucleares.

La primera central nuclear argentina es la Central Nuclear Atucha (CNA), contratada en 1967 con la empresa alemana Siemens A.G. después de evaluar 17 ofertas de 10 firmas internacionales. La central se encuentra instalada a unos 100 km. al norte de Buenos Aires y está incorporada desde principios de 1974 al sistema interconectado Buenos Aires Litoral.



F. 10 Central Nuclear Atucha, Provincia de Buenos Aires. Vista general.

Los elementos combustibles de los reactores y facilidades críticas citados fueron desarrollados en la misma CNEA, consolidándose con ello la experiencia local en fabricación de este tipo de elementos. En particular, la tecnología argentina de los elementos combustibles del RA-1 fue objeto de un contrato de transferencia con un país europeo.

Además de estos reactores y facilidades críticas,

El reactor es de uranio natural moderado y refrigerado con agua pesada a presión. Un corte esquemático de la isla nuclear de la central se da en la Fig. 9, y vistas de la misma y de su sala de control en las Figs. 10 y 11.

La potencia bruta de diseño de la CNA fue de 340 MWe (1100 MWt), de los cuales 319 MW eran entregados a la red y 21 MW consumidos en la misma

central. A comienzos de 1977, la potencia fue elevada en un 8 o/o sobre la de diseño, y desde entonces entrega, funcionando a plena potencia, 345 MWe netos a la red. Su comportamiento ha sido muy satisfactorio, como lo indica el factor de carga (energía eléctrica neta generada/ídem máxima teóricamente generable), que en 1976 fue del 87,23 o/o, y el factor de operación (número de horas en funcionamiento/número de horas totales en el período), que fue del 88,9 o/o. En 1975 entregó el 10 o/o de la energía eléctrica producida por el Servicio Público en el país con aproximadamente el 5 o/o de la potencia instalada. Es de destacar que este sobresaliente rendimiento ha merecido una mención explícita del Organismo Internacional de Energía Atómica en un análisis mundial de centrales nucleares efectuado en 1976.

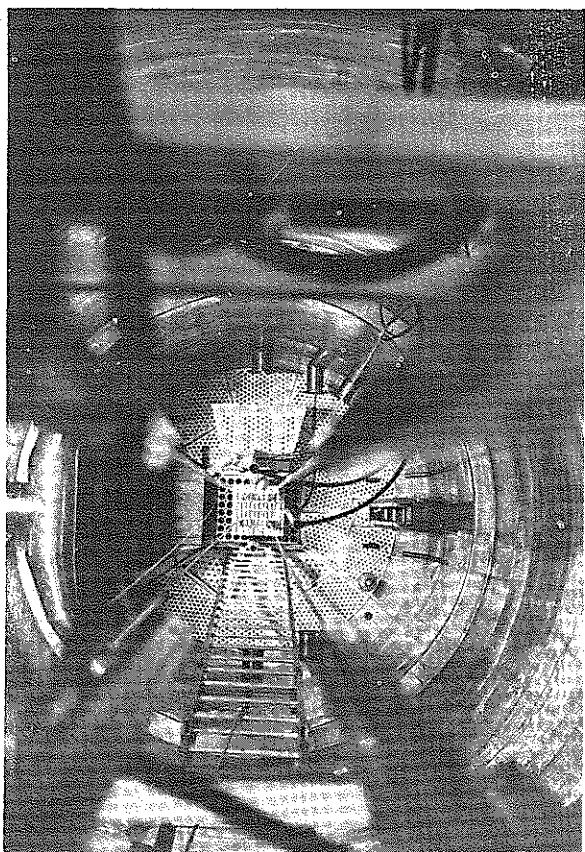
La segunda central nuclear es la Central Nuclear Embalse (CNE), ubicada en la margen del Embalse Río Tercero, Provincia de Córdoba. La CNE fue contratada en 1973 a un consorcio canadiense-italiano (Atomic Energy of Canada Ltd. - Italimpianti S.P.A.) y se encuentra en construcción, estando programada su incorporación a la red para 1981. El reactor es de tipo CANDU (Canadian-Deuterium-Uranium), también de uranio natural y agua pesada, de 600 MWe de potencia. El diseño básico de este reactor difiere del empleado en Atucha en que, en lugar del recipiente único de presión que contiene el núcleo del reactor, éste se halla distribuido en una calandria de tubos de presión que alojan individualmente a los elementos combustibles. Estos son de menor longitud que los empleados en Atucha (50 cm. de longitud activa frente a 5,30 m.) pero de composición análoga. El agua pesada de refrigeración se encuentra a presión elevada (115 atm), y la de moderación a 1 atm.

La Fig. 12 muestra un corte esquemático del reactor CANDU y la Fig. 13 el estado de construcción de la CNE a comienzos de 1977.

El programa prosigue con la Central Nuclear Atucha II, también de 600 MWe, que estará ubicada junto a la actual CNA, la que se encuentra (mediados de 1977) en la fase de diseño conceptual. La incorporación de esta Central se espera para 1985.

La evolución posterior es por ahora tentativa y su formalización en fechas depende del programa integral de equipamiento eléctrico del país, que se encuentra en preparación sobre la base de las posibilidades presentadas por los varios entes estatales energéticos, entre ellos la CNEA. Los estudios internos realizados en la Institución indican que se requerirán 3 centrales más de 600 MWe en la década del 80, con lo que la potencia a la electrificación nuclear se intensificaría posteriormente, al haberse cumplido ya gran parte de los desarrollos hidroeléctricos pendientes.

Un aspecto importante de destacar en relación con la instalación de centrales es el esfuerzo continuo realizado por la CNEA para lograr la mayor participación nacional posible en el programa. En la CNA, los



F. 7 Reactor RA-3 (Centro Atómico Ezeiza). Vista interna.

suministros subcontratados en el país por la empresa instaladora alcanzaron el 38 o/o del monto total del proyecto, que incluye el 12 o/o del rubro componentes electromecánicos. Estos porcentajes se elevan, para la CNE, al 50 o/o y 33 o/o, respectivamente, a lo que se añade un 33 o/o de la ingeniería de detalle hecha en el país. Los componentes electromecánicos provistos por firmas argentinas incluyen instrumentación electrónica nuclear, bombas del moderador, componentes de mecanismos de seguridad, grandes motores, etc.

Esta participación creciente no oculta el hecho de que tanto la CNA como la CNE fueron contratadas "llave en mano". Para la tercera central (CNA II), la CNEA se propone tomar bajo su responsabilidad la dirección, construcción y montaje de la obra y puesta en marcha de la Central, de modo que haya una contribución predominante de la ingeniería local en estos aspectos, tradicionalmente cubiertos hasta ahora, en obras de esta envergadura, por firmas de los países proveedores.

4. Prospección y producción de uranio.

El combustible nuclear utilizado en las centrales argentinas es uranio natural, lo que posibilita la realización de todas las etapas de fabricación en el país a partir de sus propios recursos uraníferos.

La primera de estas etapas es la búsqueda de minerales apropiados, actividad que se cumple regularmente en la CNEA desde su creación. La prospección se realiza por métodos aéreos y terrestres, y la evaluación de los yacimientos se efectúa mediante sondeos y laboreos mineros cuyos resultados se analizan por técnicas modernas de geoestadística.

La Fig. 14 muestra las áreas con posibilidades uraníferas de interés inmediato (aproximadamente 400.000 km²) y mediato (900.000 km²). Una parte considerable de la primera ha sido prospectada ya y ha permitido localizar yacimientos que se encuentran en explotación o en reserva. En la actualidad se encara la prospección aereorradimétrica de 10.000 km² en la Patagonia, la prospección geoquímica detallada de varias zonas, por un total de 3.000 km² y la ejecución de 21.000 m lineales de sondeos y perforaciones. Asimismo, se realizan laboreos subterráneos en diversos yacimientos ya identificados.

La producción de mineral de uranio está centrada actualmente en los yacimientos "Don Otto" (Salta), "Tigre III" y "Tigre I" (Mendoza), "Los Adobes" (Chubut) y otros menores, cuya capacidad permite cubrir los requerimientos de las centrales hasta 1982-1983. A partir de esa fecha, las necesidades de uranio estarán cubiertas por la producción del yacimiento de Sierra Pintada, cerca de San Rafael (Mendoza), cuyo desarrollo ya se ha iniciado. Este yacimiento contiene un mínimo de 12.000 toneladas de uranio a la ley de corte 400g/Ton, y sus reservas cubicadas son suficientes para toda la vida útil de las centrales ya programadas.

A estos yacimientos se añaden otros que se encuentran en reserva. La estimación de los recursos uraníferos argentinos explotables es en la actualidad de 24.000 Ton U₃O₈ con carácter de recursos razonablemente asegurados.

El beneficio del mineral se realiza con operaciones primarias a boca de mina ("heap leaching") y también en la planta convencional de tratamiento instalada en Malargüe, Provincia de Mendoza (Fig. 15). El producto es un concentrado de uranio ("yellow

cake") de aproximadamente 70-85 o/o de U₃O₈. En el caso de Sierra Pintada, la magnitud de la operación (600 Ton U/año) justifica la instalación de un complejo minerofabril integral que cubra todo el proceso en el lugar. El proyecto se halla en la etapa de ingeniería básica, esperándose iniciar la ingeniería de detalle durante 1978. En cuanto a la operación del yacimiento, ha comenzado en 1977 en los cuerpos satélites para alimentar la planta Malargüe.

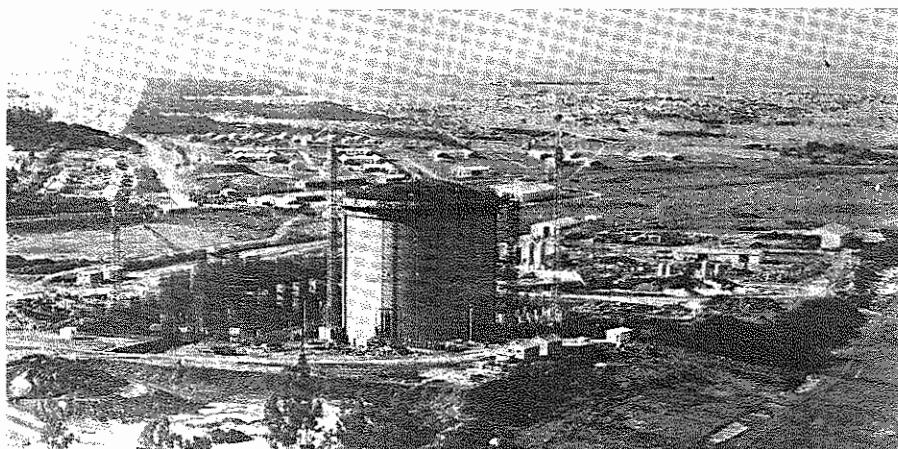
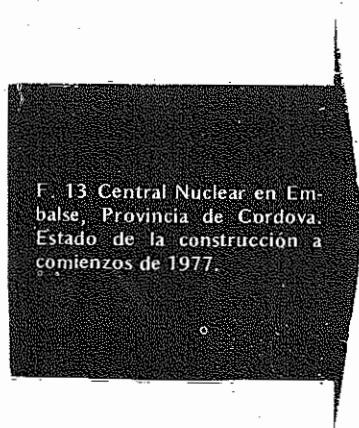
Hasta 1976, la producción máxima de "yellow cake" fue de 45 Ton/año, que se triplicará en 1977. La Fig. 16 ilustra la evolución de la producción de concentrados de uranio, en relación con las necesidades del programa máximo de centrales, hasta 1990. El salto discontinuo observado en 1983 marca el comienzo de la operación integral del Complejo Minero-Fabril de Sierra Pintada.

Estas actividades se complementan con trabajos de investigación y desarrollo a nivel de laboratorio y planta piloto sobre la tecnología del tratamiento de minerales y sus etapas ulteriores.

5. Producción de elementos combustibles.

La unidad básica constituyente de los elementos combustibles utilizados en las centrales argentinas es un tubo de aleación de zirconio ("zircalloy") que contiene pastillas de dióxido de uranio sintetizado de alta pureza (Fig. 17). Estas barras se arman en manojos, que son los elementos combustibles propiamente dichos, mediante piezas de sostén y separación construidas también en zircalloy. La Fig. 18 ilustra los elementos combustibles de la CNA y los de la Fig. 19 los de la CNE.

La fabricación regular de elementos combustibles para las centrales de uranio argentino se realiza aún fuera del país, pero la CNEA, consecuente con su política de alcanzar el autoabastecimiento local en materia nuclear y con el antecedente de la experiencia adquirida en la fabricación de elementos combustibles para reactores experimentales, ha encarado ya su obtención.



La primera etapa del proceso es la preparación del dióxido de uranio de pureza nuclear usado como combustible, para lo cual se encuentra en construcción y montaje una planta de conversión de UO₂ en Córdoba capaz de producir 150 Ton/año. Esta planta está programada para entrar en operación en 1978.

Otro insumo esencial es el zircalloy utilizado para las vainas y los elementos de armado. La fabricación de vainas y otros semi-terminados se encara a través de una planta piloto que se encuentra en instalación, para la cual se ha fijado una meta de 40.000 m de tubo/año en 1980. Esta constituye, a su vez, la primera etapa de una planta industrial de 300.000 metros-tubo/año prevista para 1983.

La planta comenzará a trabajar con tochos de zircalloy extrudado importados para pasar posteriormente a utilizar esponja de zirconio importada. Esto constituye también una primera etapa, pues se encuentra en avanzado estado de instalación una planta piloto para producir esponja de zirconio a partir de 1978 a razón de 1 Ton/año y que tiene por fin adquirir la tecnología necesaria para integrar la totalidad del proceso de provisión y fabricación de elementos de zircalloy en el país.

En cuanto a los elementos combustibles propiamente dichos, se han fabricado ya dos prototipos Atucha que se utilizarán en la central en el corriente año (1977). La Fig. 20 muestra el armado de uno de ellos. Este programa "de demostración" prosigue con la fabricación de 11 más en 1977 y 12 en 1978. Paralelamente al mismo, está ya en construcción una fábrica industrial con líneas de producción para elementos combustibles de los dos tipos necesarios (Atucha y CANDU) y capacidad nominal para cubrir las necesidades de las tres primeras centrales. La maqueta de esta fábrica, de la cual se prevé ejecutar el 25 o/o de la obra civil y la infraestructura durante 1977, se ve en la Fig. 21. Como inicio de producción, se planea obtener 50 elementos combustibles en 1978 y 150 en 1979.

6. Producción de agua pesada.

El agua pesada empleada en las centrales de uranio natural no se consume en la reacción nuclear, por lo cual, salvo en lo que respecta a la reposición de pérdidas, que son unas pocas toneladas anuales, es un componente y no un insumo de operación de la central. Sin embargo, teniendo en cuenta que se trata de un producto muy costoso y difícil de obtener en el mercado internacional y que cada central de 600 MW lleva una carga de aproximadamente 500 Ton de agua pesada, su producción local es necesaria.

Como primera realización, se ha puesto en marcha un programa de adquisición de tecnología centrado en una planta piloto de 2 Ton/año para la cual se ha cubierto ya el 50 o/o de la ingeniería básica. El plan cubre también la instalación, para 1983, de una

planta de 250 Ton/año basada en el proceso de intercambio isotópico a dos temperaturas entre agua y sulfuro de hidrógeno. Esta planta se contratará en el extranjero, habiéndose terminado ya los estudios técnico-económicos necesarios para determinar su capacidad.

7. Ensayos y estudios de elementos combustibles.

El dominio de la tecnología de los elementos combustibles requiere disponer de instalaciones apropiadas para ensayos hidrodinámicos y termohidráulicos y para estudios post-irradiación.

Para cubrir estas necesidades, están próximos a llegar al país los componentes principales de un "loop" de alta presión y alta temperatura (100 atm y 300 C), fabricados en Alemania. Se planea instalar este "loop" en el Centro Atómico Ezeiza en 1979. Se encuentra también en elaboración el proyecto de un laboratorio provisto de celdas de alta actividad aptas para manejar y estudiar elementos irradiados, esperándose estar en condiciones de licitar este laboratorio en 1978.

Se dispone asimismo de facilidades experimentales construidas en el país (Fig. 22) en las cuales se realizan estudios básicos sobre óxidos mixtos, dada la importancia que éstos pueden llegar a tener en el futuro en caso de resultar económico y conveniente utilizar plutonio para enriquecer combustible nuclear.

8. Radioisótopos y radiaciones.

La actividad de investigación en radioisótopos se inició con la instalación del sincrosciclotrón de Buenos Aires en 1954 y permitió descubrir una veintena de especies nucleares nuevas en pocos años. Esta tarea fue dando base humana y técnica a la producción de radioisótopos de uso médico e industrial en el país, en esa época importados en su totalidad.

Al mismo tiempo, la CNEA fue estimulando el uso de radioisótopos y sustancias marcadas a través de la realización de cursos de entrenamiento y del establecimiento de centros de aplicación por convenios con otras instituciones públicas y privadas. Por ejemplo, en el campo médico opera, en forma conjunta con la Universidad de Buenos Aires, un centro piloto de Medicina Nuclear que desarrolla técnicas y atiende unos 8.000 pacientes por año (25.000 a 30.000 determinaciones). Además, provee de radioisótopos y sustancias marcadas a todos los demás centros públicos y privados del país.

La Fig. 23 muestra la evolución del consumo de material radioactivo (excluidas las fuentes selladas, tales como las de ⁶⁰Co usadas en radioterapéutica) entre 1954 y 1975. En los últimos años, el incremento anual ha oscilado entre el 20 y el 30 o/o. En la Fig. 24 se indica el número total de pedidos de radioisótopos y sustancias marcadas despachados, cuyo monto llegó a 350.000 dólares en 1973. Los radioisó-

topos más frecuentemente utilizados son ^{131}I , ^{113m}In , ^{99m}Tc y ^{198}Au . El número de entidades públicas y privadas habilitadas para uso de material radioactivo por la CNEA, como ente responsable de la actividad nuclear, es de aproximadamente 630, con casi 1200 usuarios autorizados.

El abastecimiento de estos radioisótopos se realiza en un 90 o/o localmente, como se indica en la Fig. 23. La producción nacional se ha incrementado considerablemente a partir de 1972, en que fueron habilitados en el Centro Atómico Ezeiza nuevos laboratorios de producción que no han alcanzado todavía su máxima capacidad operativa. La Fig. 25 muestra un aspecto de estas instalaciones. Los radioisótopos y las sustancias marcadas se proveen en sus formas tradicionales y también como "kits" de productos en solución o liofilizados, para facilitar así la utilización de radiofármacos en centros modestamente instalados.

El desarrollo más importante en marcha en este campo es la producción de ^{60}Co de alta actividad en la CNEA, que permitirá la fabricación de fuentes selladas de este radioisótopo en el país y para cuya elaboración se está construyendo ya una celda piloto de alta actividad. También se encara el estudio de la producción de radionucleídos de vida media muy corta, cuya importancia en las aplicaciones médicas modernas aumenta continuamente.

Las aplicaciones agropecuarias de los radioisótopos se realizan en apoyo de los organismos responsables del área (Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria, Facultad de Agronomía y Veterinaria y otros), para lo cual se ha instalado un laboratorio orientado hacia esas actividades en el Centro Atómico Ezeiza.

En el aspecto industrial, la labor promotora de la CNEA ha provocado la formación de empresas privadas que prestan servicios de radiografía industrial con fuentes radioisotópicas y también de fábricas nacionales de equipos nucleares de uso médico e industrial. Asimismo, la CNEA realiza servicios por contrato para diversas firmas industriales en una planta de irradiación gamma instalada en el Centro Atómico Ezeiza, de un millón de Ci de ^{60}Co , que funciona desde 1970 (Fig. 26). Entre estos servicios se destaca la esterilización de material quirúrgico y de jeringas de inyección descartables. También se han realizado trabajos de aplicación de radioisótopos como trazadores en gran escala (por ejemplo, medición de movimiento de sedimentos en puertos).

9. Protección radiológica y seguridad nuclear

La CNEA, como autoridad nacional de aplicación competente en materia nuclear, tiene la responsabilidad de que la utilización de este tipo de energía se realice sin peligro para la población y el ambiente. Para ello elabora y dicta normas de protección radiológica y seguridad nuclear y realiza controles de su cumplimiento, tanto dentro como fuera de la Institu-

ción, mediante inspecciones y monitorajes. En el caso de las centrales, este monitoraje es continuo y cubre todos los aspectos relevantes de la operación, extendiéndose al área de influencia.

En situaciones de emergencia, se cumple también una acción protectora activa a través de contramedidas, incluidas descontaminaciones de personas, equipos y superficies.

En relación con estos problemas de seguridad, la CNEA ha creado varios comités especializados que tienen a su cargo el licenciamiento de la operación y los operadores de las centrales y otras instalaciones nucleares, la habilitación de centros y profesionales usuarios de radioisótopos y la salvaguardia de los materiales nucleares críticos.

En la Institución se cubren también todos los aspectos relacionados con la gestión de residuos radioactivos. La Fig. 27 muestra una planta de tratamiento de residuos sólidos de baja actividad existente en el Centro Atómico Ezeiza y la Fig. 28 la maqueta de una instalación de almacenamiento de residuos líquidos de actividad elevada que se encuentra en construcción en el mismo centro.

10. Investigación.

Además de los programas de desarrollo citados en conexión con los temas ya expuestos, que están orientados hacia la consecución de objetivos inmediatos y mediatos determinados por las realizaciones tecnológicas, existe en la CNEA una amplísima gama de actividades de investigación pura y aplicada que cubre aspectos muy variados del quehacer nuclear.

En el campo de la física se trabaja en física de reactores, física nuclear, física de bajas temperaturas, física de metales y aleaciones y otros temas. Además de los reactores experimentales, las instalaciones mayores incluyen un sincrociclotrón de 28 MeV de deuterones y 55 MeV de altas (Fig. 29), un acelerador lineal de electrones de 25 MeV y un equipo para estudios de esquemas de desintegración de radionucleídos de vida media de hasta de 1 seg (Fig. 30), ambos construidos totalmente en la CNEA, y otras máquinas de importancia.

En los planes inmediatos se destaca la instalación de un moderno acelerador tandem de 20 MV, cuya construcción se iniciará en el corriente año para ponerlo en operación en 1981.

En química, además de lo ya mencionado al hablar de radioisótopos y radiaciones y del estudio de procesos tecnológicos de beneficio de minerales y fabricación de insumos nucleares, se cumplen actividades en química analítica, análisis isotópico, determinación de estructuras, efectos fisicoquímicos de las radiaciones y temas similares.

El plan radiobiológico cubre estudios sobre

efectos de las radiaciones a nivel somático, en animales de laboratorio y también en órganos aislados, tejidos, células y material genético. Como actividad lateral, se mantiene un bioterio de animales de laboratorio libre de gérmenes patógenos que constituye un recurso de gran valor no sólo para los trabajos de la CNEA sino para la investigación biológica del país en general.

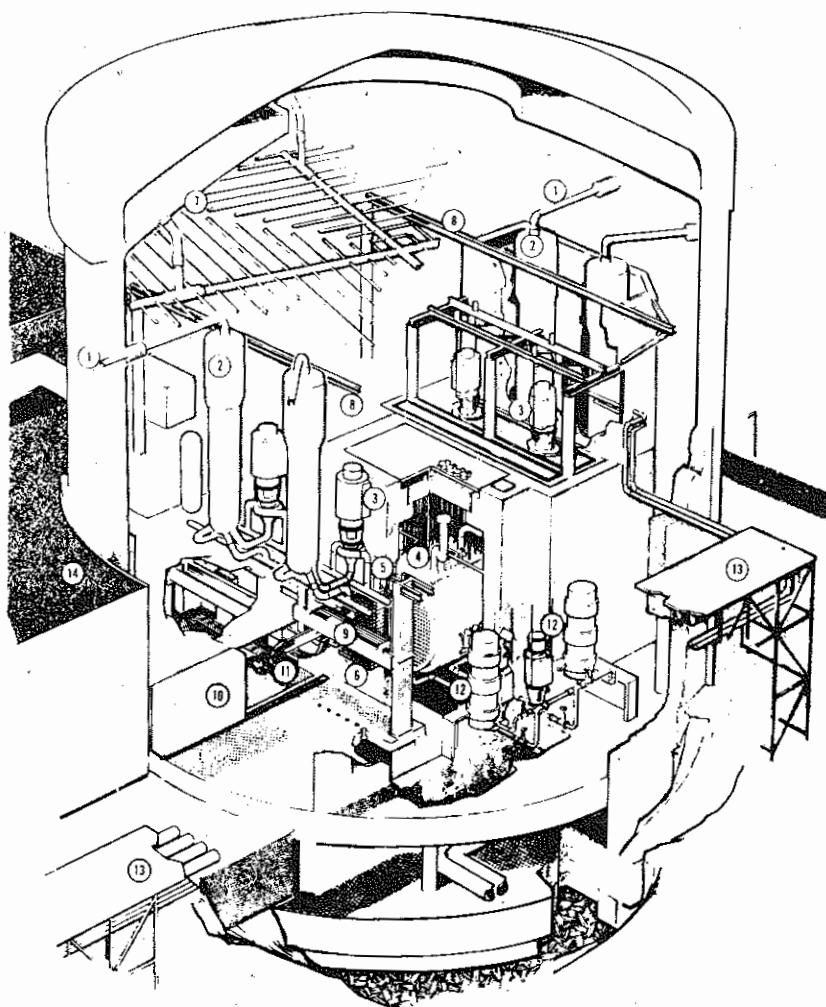
La investigación en ciencia de materiales incluye estudios de estructuras y propiedades de metales y aleaciones y trabajos básicos y aplicados sobre daño por radiación, procesos de soldadura, trabajado, tratamiento térmico, corrosión, etc.

En el campo de la electrónica, la actividad está centrada en problemas de instrumentación de reactores y otras instalaciones nucleares, cubriendo además muchos aspectos de electrónica de laboratorio, incluida la fabricación de detectores de estado sólido.

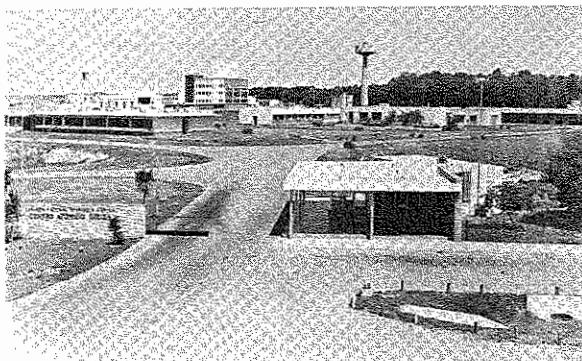
Paralelamente con estas actividades, se realizan también otras en campos no explotados directamente por la Institución actualmente pero que son de interés por su incidencia sobre la programación a mediano y largo plazo, las que se cumplen a nivel evaluativo y,

en algunos casos, también experimental. Así ocurre con las nuevas formas de la energía nuclear, tales como la fusión nuclear controlada y los reactores de fisión avanzados, con la utilización de la energía nuclear para fines no eléctricos, con el estudio de fuentes energéticas no nucleares de interés por su función complementaria en un sistema energético integrado, y con otros ejemplos.

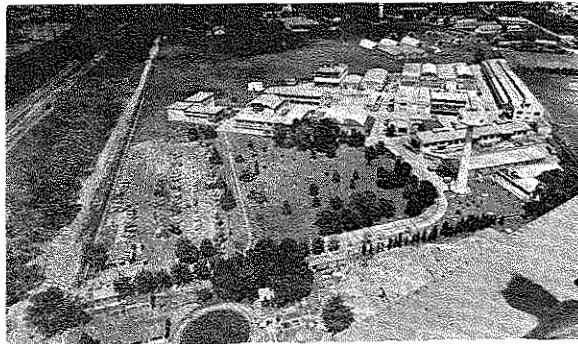
Corresponde citar, finalmente, que se encuentra en instalación un Centro de Cómputos basado en una máquina IBM/370-158 de 1 Mbyte de memoria y 1200 Mbytes de memoria auxiliar, el cual comenzará a operar en 1978. Este Centro permitirá encarar internamente muchos trabajos que obligan ahora a utilizar capacidad de computación externa en problemas de reactores, centrales nucleares y otros temas. Asimismo, y dentro del rubro "Capacitación", es de destacar que en 1977 fue creada en el Centro Atómico Bariloche la carrera de Ingeniería Nuclear para asegurar la provisión de un número suficiente de profesionales de nivel apropiado para los futuros programas. Esta carrera funciona, juntamente con el Instituto de Física Balseiro, en dicho Centro, respaldado académicamente por un convenio con la Universidad Nacional de Cuyo.



- 1 TUBERIA PRINCIPAL DE SUMINISTRO DE VAPOR
- 2 GENERADORES DE VAPOR
- 3 RUMAS PRINCIPALES DEL SISTEMA PRIMARIO
- 4 CONJUNTO DE LA CALANDRIA
- 5 TUBOS ALIMENTADORES
- 6 CONJUNTO DE CANALES DE COMBUSTIBLE
- 7 SUMINISTRO DE AGUA DE ROCÍO
- 8 REFLER DE LA GRILLA
- 9 MAQUINA DE CARGA
- 10 PUERTA DE LA MAQUINA DE CARGA
- 11 CATENARIA
- 12 SISTEMA DE CIRCULACION DEL MODERADOR
- 13 PUENTE DE TUBOS
- 14 EDIFICIO DE SERVICIOS



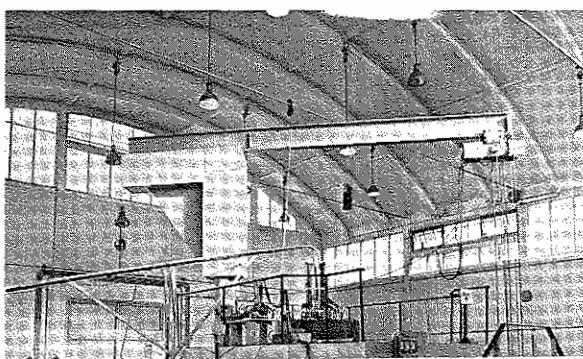
F. 3 Centro Atómico Ezeiza, Provincia de Buenos Aires.



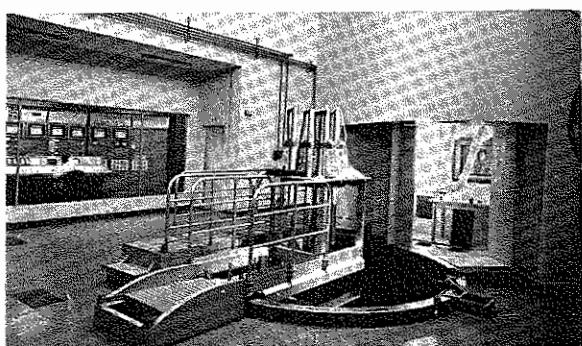
F. 4 Centro Atómico Constituyentes, Provincia de Buenos Aires.



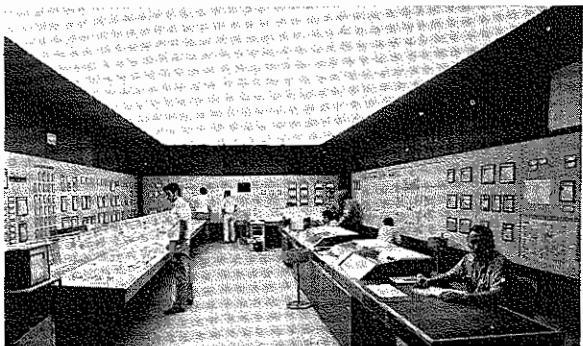
F. 5 Centro Atómico Bariloche, Provincia de Río Negro.



F. 6 Reactor RA-1 (Centro Atómico Constituyentes).



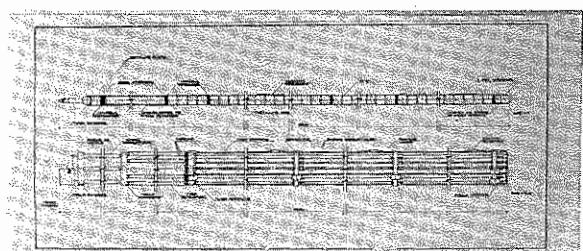
F. 8 Reactor RA-3 Vista de la parte superior y la sala de control.



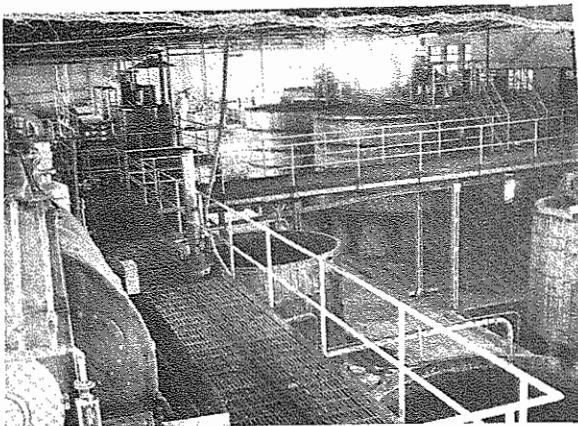
F. 11 Central Nuclear Atucha. Sala de control.



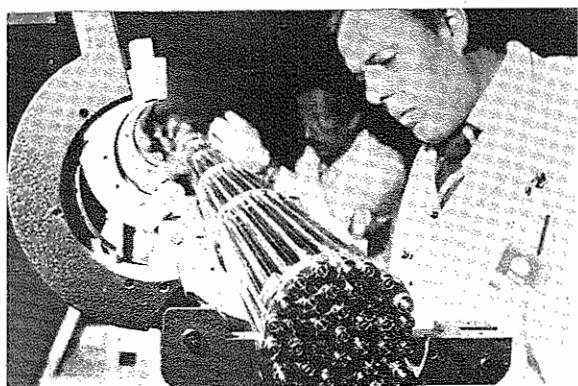
F. 17 Polvo de dióxido de uranio, pastillas sinterizada y barra combustible.



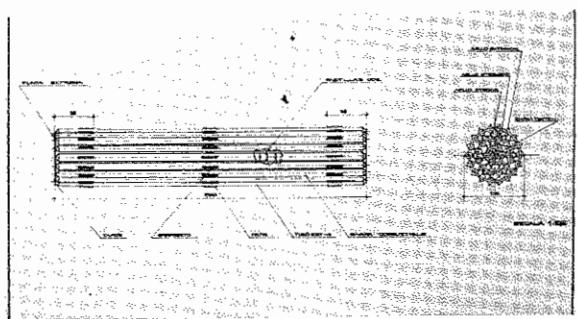
F. 18 Esquema de elemento combustible tipo Atucha.



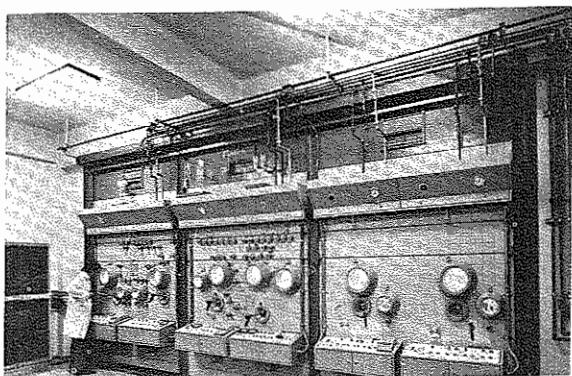
F. 15 Planta Malargüe de tratamiento de minerales uraníferos, Provincia de Mendoza.



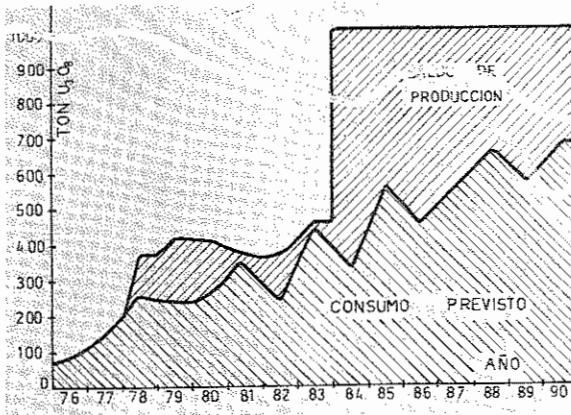
F. 20 Armado de un prototipo de elemento combustible Atucha (Centro Atómico Constituyentes).



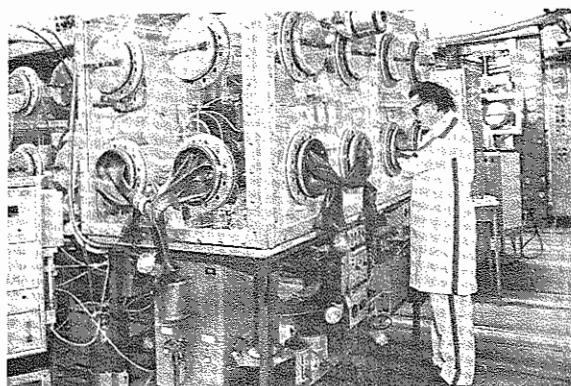
F. 19 Esquema de elemento combustible tipo Embalse.



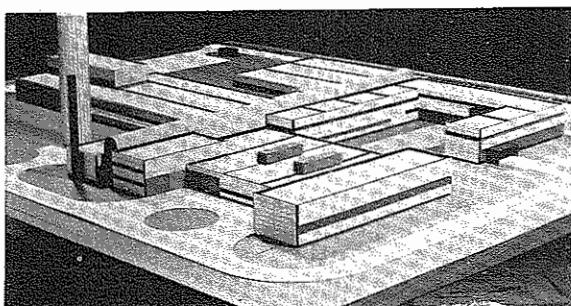
F. 25 Planta de producción de radioisótopos y sustancias marcadas. Vista parcial (Centro Atómico Ezeiza).



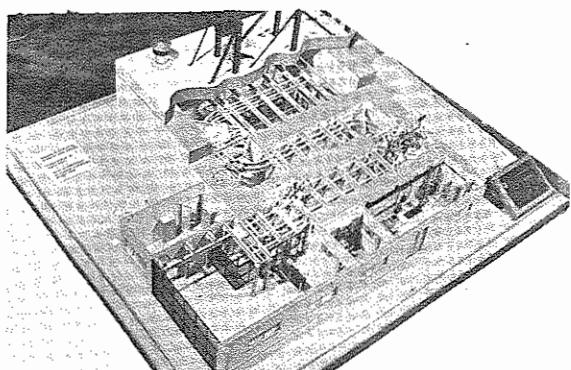
F. 16 Evolución prevista para la producción de concentrado de uranio.



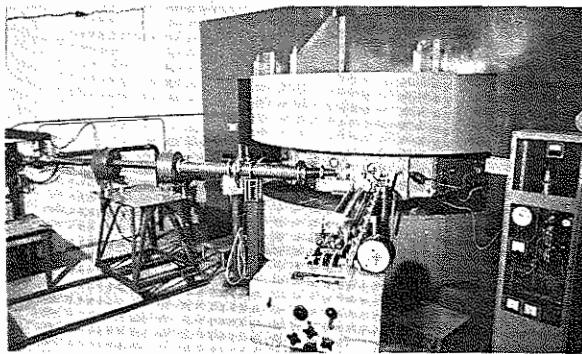
F. 22 Laboratorio para trabajo con materiales alfa-activos (Centro Atómico Constituyentes).



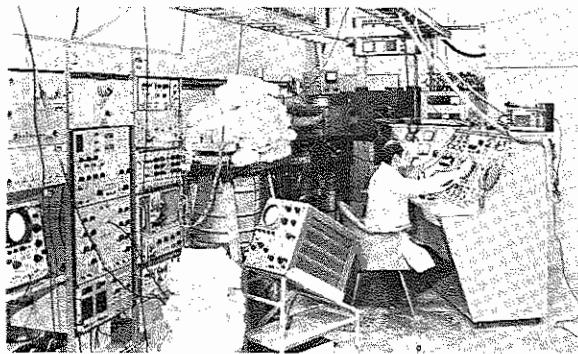
F. 21 Maqueta de la fábrica de elementos combustibles en construcción. (Centro Atómico Ezeiza).



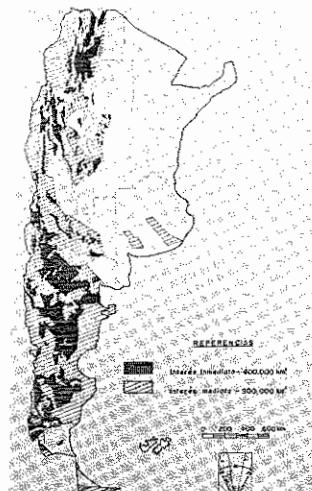
F. 26 Maqueta de la planta de irradiación gamma (Centro Atómico Ezeiza).



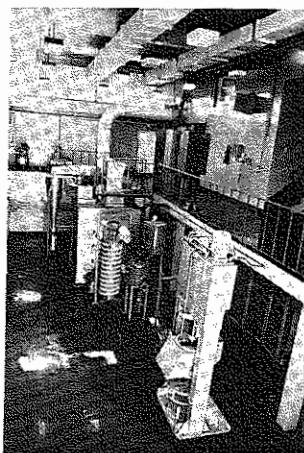
F. 29 Sincrocíclotron de Buenos Aires (Sede Central)



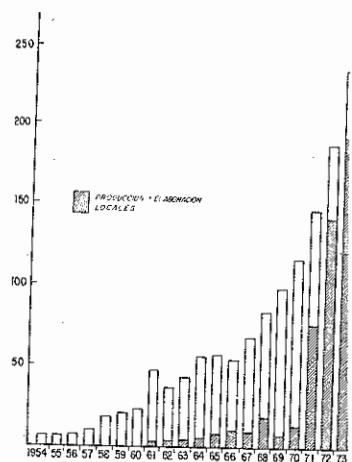
F. 30 Instalación para estudios de esquemas de desintegración de radio-nucleidos de vida media muy corta (Sede Central).



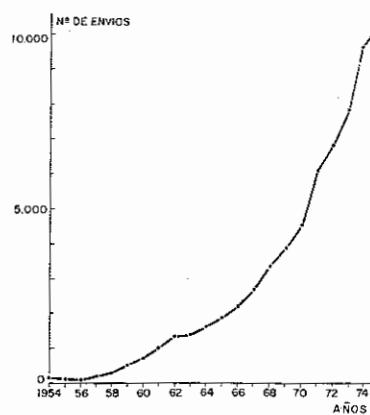
F. 14 Áreas con posibilidades uraníferas.



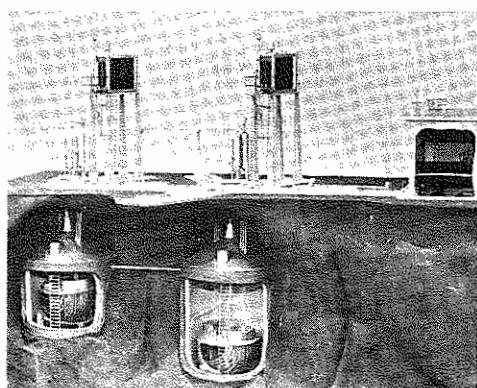
F. 27 Planta de tratamiento de residuos sólidos de baja actividad (Centro Atómico Ezeiza).



F. 23 Evolución del consumo de material radioactivo y de la producción local.



F. 24 Evolución del despacho de radioisotopos y sustancias marcadas.



F. 28 Maqueta de la planta de almacenamiento de residuos líquidos de alta actividad (Centro Atómico Ezeiza).

general review of international electrical interconnections

Americo Hartmann
Olaide's International Officer

| | | | |
|--|------|--|----|
| 1.0 PRINCIPALES FOR THE COORDINATED OPERATION OF ELECTRICAL SYSTEMS | Page | European Economic Commission of the U.N. (EEC) | 21 |
| 1.1 Objectives of coordination | 1 | Electrical Energy Commission of the EEC | 21 |
| 1.2 Economic factors | 2 | Yougelexport | 22 |
| 1.3 Plans for coordination | 4 | Interalpen | 22 |
| 1.3.1 Technical classification of interconnected electrical systems | 5 | Organization for European Economic Cooperation (OEEC) | 23 |
| 1.4 Technical problems | 9 | Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) | 23 |
| 1.5 Basic technical content of interconnection contracts. | 9 | European Nuclear Energy Agency (ENEA or AEEN) | 24 |
| 2.0 INTERNATIONAL ELECTRICAL INTERCONNECTIONS | 11 | International Association of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPEDE) | 24 |
| 2.1 Concept and evolution of electrical interconnections in Western Europe | 11 | International Federation of Industrial Producers of Electricity for Own Consumption (FIPACE) | 25 |
| 2.1.1 From the beginning of electricity to 1914 | 11 | International Liaison Conference between Producers of Electrical Energy (CILPE) | 25 |
| 2.1.2 1918 - 1939 | 12 | Association for the Coordination of Production and Transmission of Electricity (UCPTE) | 25 |
| 2.1.3 1945 - 1970 | 14 | | |
| 2.1.4 1970 on | 18 | UFIPIE, NORDEL, SUDEL | 25 |
| 2.1.5 Considerations and comments on the international electrical interconnections in Western Europe | 18 | 2.2 Concept and evolution of electrical interconnections in Eastern Europe | 28 |
| 2.1.5.1 Types of contract | 19 | The Council for Mutual Economic Assistance (COMECON) | 28 |
| 2.1.5.2 Some intergovernmental and non-governmental organizations in the field of electrical energy | 21 | | |

| | | | |
|--|----|--|----|
| <i>COMECON Permanent Committee for Electrical Energy</i> | 29 | electrical subsector of OLADE—CIER | 66 |
| <i>International Electrical System (SEI)</i> | 30 | <i>Diagram of the national interconnections in the CIER countries.</i> | 66 |
| <i>Case of Austria and Federal Germany</i> | 30 | | |
| 2.3 Concept and evolution of electrical interconnections in North America | 31 | 2.5 Concept and evolution of the interconnections in Central America and Panama (Central American Isthmus) | 73 |
| 2.3.1 The U.S.A. | 31 | Generalities | 73 |
| 2.3.2 Electrical interconnections between Mexico and the U.S.A. | 35 | Exploitation of hydraulic resources - 1975 | 74 |
| 2.3.3 Electrical interconnections between Canada and the U.S.A. | 37 | Integration of national electrical systems | 74 |
| <i>Case of the St. Lawrence River</i> | 37 | <i>International coordination for the interconnection of national electrical systems</i> | 75 |
| <i>Case of the Columbia River</i> | 37 | | |
| 2.4 International electrical interconnections in South America: Present and future | 39 | <i>The 1973 energy crisis and development of hydraulic power</i> | 77 |
| Generalities | 39 | | |
| <i>Present international electrical interconnections between CIER countries</i> | 41 | <i>Intergovernmental and non-governmental organizations in the field of electrical power</i> | 80 |
| 2.4.1 Brazil — Uruguay | 42 | <i>Economic Commission for Latin America (ECLA) Mexican Regional Office</i> | 80 |
| 2.4.2 Colombia — Venezuela | 44 | | |
| 2.4.3 Argentina — Paraguay | 46 | <i>Central American Subcommittee for Electrification and Hydraulic Resources of the Committee for Economic Cooperation of the Central American Isthmus</i> | 80 |
| 2.4.4 Brazil — Paraguay | 50 | | |
| 2.4.5 Colombia — Ecuador | 51 | <i>Regional Group for Electrical Interconnection</i> | 80 |
| 2.4.6 Argentina — Uruguay | 52 | | |
| 2.4.7 Argentina — Chile | 54 | <i>Maximal flows of interconnection in Central America</i> | 83 |
| 2.4.8 Argentina — Bolivia | 55 | | |
| 2.4.9 Bolivia — Brazil | 55 | | |
| <i>Future international electrical interconnections between the CIER countries</i> | 55 | 2.6 Concept and evolution of international interconnections in the Caribbean Area. | 85 |
| 2.4.10 Argentina — Uruguay | 56 | | |
| 2.4.11 Argentina — Brazil | 58 | 3.0 CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS OF THE PERMANENT SECRETARIAT OF THE LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION (OLADE) | |
| 2.4.12 Argentina — Paraguay | 58 | | |
| 2.4.13 Argentina — Chile | 59 | 1.0 PRINCIPLES FOR THE COORDINATED OPERATION OF ELECTRICAL SYSTEMS | |
| 2.4.14 Argentina — Bolivia — Paraguay | 59 | | |
| 2.4.15 Brazil — Paraguay | 60 | 1.1 Objectives of coordination | |
| 2.4.16 Brazil — Uruguay | 60 | | |
| 2.4.17 Intergovernmental and non-governmental organizations in the field of electrical energy | 61 | <i>When two or more companies responsible for electrical power services, in the same country, or in two or more countries, decide to coordinate the operation of their electrical systems, they try to attain the following main objectives:</i> | |
| <i>ECLA and the Latin American Seminar on Electricity, Mexico (1961)</i> | 62 | | |
| CIER | 62 | — Reducing as much as possible the cost of their services. | |
| <i>Creation and composition</i> | 62 | — Optimizing the reliability of the power fed to the interconnected system. | |
| <i>Legal Status, National Committees</i> | 63 | | |
| <i>Technical Subcommittees</i> | 63 | | |
| <i>Basic clauses for contracts on international electrical interconnections</i> | 66 | | |
| <i>Coordination of the Latin American</i> | | <i>The projects to establish interconnected electrical systems are aimed at the following technical</i> | |

and economic objectives:

- Reducing the need for generating capacity, by taking advantage of loads of neighbouring systems.
- Reducing the need for stand-by generating capacity taking advantage of the lower probability of simultaneous breakdowns of the generating units, and by harmonizing maintenance schedules.
- Increasing the energy actually available, through the rational exploitation of hydrologically different neighbouring basins, and through the harmonized utilization of hydraulic and thermal power plants, following appropriate patterns of operation.
- Reducing the costs of operation through the economic exchange that results from substituting low cost energy generated by one system for the higher cost energy generated by the other.

Effecting overall savings by installing larger generating units and higher capacity power plants.

Securing more uniform frequency characteristics, less frequency fluctuations during perturbations, and better voltage characteristics.

- Providing mutual assistance in case of emergency.

1.2 Economic factors

From the economic point of view, it is justified to coordinate the operation of electrical system if the reduction in costs of the services rendered offsets the incremental costs entailed. If this is not the case, such coordination is not economically warranted unless other reasons might prevail.

The incremental costs entailed in the coordinated operation of two or more electrical systems are due to:

- Investment in stations and lines for the interconnection.
- Investment to strengthen the system between the points of interconnection and the load centres.
- Investment in control systems needed to regulate the interconnection.
- Higher losses in the interconnected

system, although under certain conditions a reduction of losses could take place.

- Increase in the cost of dispatching, accounting and administration.

The tangible economic benefits resulting from coordinated operations of two or more electrical systems consist of a reduction in investment and operating costs of generating plants. Depending on the case, reduction of investment and operational costs can be obtained as a result of the following factors:

- Installation of lower power generating capacity as a result of the lower reserve capacity required for the interconnected system taken as a whole, and for each company in particular when two or more systems are interconnected, the probability that both will suffer a power deficit at the same time is very reduced. The fact that the electrical systems are interconnected implies that the same reliability in the services can be obtained with a lower reserve capacity.
- Installation of lower power generating capacity, as a result of differences in the load on each system. If two or more systems have different daily or annual load curves, the excess power capacity in one system can be used to supply others which are overloaded, rather than installing additional capacity in the latter.
- Overall savings as a result of the installation of larger size generating units, and of larger capacity power plants. When two or more systems are interconnected, larger size generators and power plants can be installed, providing a more economical division of generating resources between them, which probably would not be obtained if each system worked independently.
- Saving in the supply of energy through the coordinated operation of energy resources. When two or more electrical systems are interconnected, uneconomic use of water from the reservoirs in hydroelectric power plants can be avoided by management of the different regimes of the basins, i.e. the economic interchange based on the harmonized use of the lower cost generating resources.

1.3 Plans for coordination

From the moment two or more companies agree to coordinate their systems, a plan has to be defined to serve as a basis for their coordina-

Coordination plans usually adopted for the operation of electrical systems are as follows:

- Coordination between companies is limited to and adequate for the particular circumstances of each case.
- Coordination between companies is effected as though the set of interconnected systems were one single system.

1.3.1 Technical classification of interconnected electrical systems.

From the above, interconnected electrical systems can be divided into two basic types, classed progressively according to level of coordination. In the United States of America they are known as "Interconnected Systems, "IS" and "Power Pools, PP".

The ISs include a large number of companies, and cover wide areas. According to the level of coordination adopted, they can be classed as follows:

- Interconnected systems in which a coordinating body meets once or twice a year, limiting itself to forecasting power requirements and global consumption. The data thus obtained serves the companies to plan the expansion of their energy resources, the purchasing of energy, and the possible economic interchanges.
- Interconnected systems in which the coordinating body advised by specialised technical committees, established combined operating norms which are periodically revised following the results of the actual operation. The coordinating body holds no power of enforcement. The norms adopted are accepted and followed voluntarily by the companies. It has no executive functions. Operations are carried out independently in each system by the respective specific body.

The method of control by multiple areas is used in the operation of these systems. That is, each company adjusts its own generating resources in order to absorb the load variations which occur in its system. The energy flow between interconnected electrical systems is programmed and controlled accordingly.

In these systems, the Load Dispatching Office of each company prepares a preliminary daily load program, including an hour by hour forecast, the turning

together with the incremental or decremental generating costs. Then the respective operation supervisors hold a telephone conference during which those costs are compared, to arrive at daily agreements by which certain companies forego either generating blocks or turning reserves for others available at lower cost. When a load program for the interconnection, which details the hourly load to be observed the following day, is agreed upon, each office then revises its own program.

It should be noted that the telephone conference does not present a problem since the economic distribution of the load differs very little from one day to another, and only gradually during the year, which means a small variation in the daily agreements, unless an emergency occurs or new generating units go into service.

The loads on the interconnection lines, following the established hourly program, are maintained by automatic load and frequency control equipment, which generally operates according to the "tie line bias" principle. Each system absorbs its own load variations and even assists neighbouring systems temporarily, up to the limits agreed.

The PPs cover a small number of companies working in limited areas, which are associated more closely in order to benefit from common energy resources, and in some cases for joint expansion and financing of main generating and transmitting installations. The PPs can also be divided into two classes according to the level of coordination, as indicated below:

- Interconnected systems in which the controlling body keeps a permanent office which effects long and mid-range planning of operations, and, in some cases, planning for expansion of the main generating and transmitting installations of the member companies.

However, the operation is directed individually by the Dispatching Offices of the companies, but the controlling body holds powers of enforcement, established in a legally binding document, by which the companies are obliged to follow the planning.

- Interconnected systems, the coordinating bodies of which, in addition to the functions described above, are also in charge

of the daily operation of main generating and transmitting installations, through an independent Dispatching Office. The operation of local installations are left to the Dispatching Offices of the individual companies.

In these systems, the different companies are considered as one as far as daily operations are concerned. Thus, a common controlling body supervises the operation of the main production and transmission installations as a whole, and keeps a record of energy savings, distributing the latter equitably between parties, in such a way that load variations, wherever they may occur, are absorbed by the interconnected electrical systems as a whole.

1.4 Technical problems

In order for two or more systems to work in coordination, some technical problems concerning interconnection must be appropriately analysed and resolved. They are the following:

- Voltage control
- Repartition of load interconnected lines in parallel
- Protection system
- Static and transient stability
- Load and frequency control
- Communication system
- Long extra-high tension interconnection lines.

1.5 Basic technical content of interconnection contracts

The intercompany contracts for energy and power interchange (either within the same country or between different countries) should contain a series of clauses which define the responsibility of the contracting parties. Generally speaking, energy and power interchange contracts contain the following technical clauses, referring to:

- Organization of coordination activities
- Movement of reactive loads at points of interconnection
- Unintentional energy and power exchanges
- Protection at points of interconnection
- Communication between Load Dispatching offices
- Programming the energy to be supplied or received
- Stocking energy in third party reservoirs
- Substitution of hydraulic for thermal energy
- Supplementary and emergency supplies

- Interruption and reduction of supplies
- Power reserve
- Voltage and frequency variations
- Measurement systems
- Invoicing criteria
- Energy transfer through third party systems
- Accidents and "acts of God" (force majeure)
- Arbitration in case of disagreement

2.0 INTERNATIONAL ELECTRICAL INTERCONNECTIONS

Some mention should be made to the vast world-wide experience concerning international electrical interconnections, the concept and development of which could be useful in Latin America, which moved recently into this field.

In order to systematize the treatment of this subject, the following geographical areas will be considered:

- 1) Western Europe
- 2) Eastern Europe
- 3) North America
- 4) Central America
- 5) South America

2.1 Concept and evolution of electrical interconnections in Western Europe

The following stages can be noted:

2.1.1 From the beginning of electricity (end of 19th Century) to 1914

On 28 August, 1891, during the International Electrotechnical Exhibition at Frankfurt-am-Main, Oskar von Miller transmitted electrical energy, at a relatively high voltage for the period, from Lauffen-Necker to the Exhibition grounds, a distance of 175 Km, with an energy loss of 24%. This demonstration showed that consumers did not have to be situated in the area where energy was produced and opened the way for the provision of energy to remote industries and lighting of distant cities.

From now on, it was only a question of finding an area relatively equidistant and fairly close to electrical energy consumer centres, from where the demand could be met. In other words, a central area, from which originated the name "electricity central".

During this period, electrification was predominantly local, at most regional, covering small areas within each country. However, not even the different electrified regions within the same country were interconnected, basically because of the different technical features of the sys-

tems (frequency, voltage, continuous or alternating current, etc).

2.1.2 1918 – 1939

At this time, the European countries started an intense process of national electrification, caused by the large scale development of heavy industry and as a result of the integration of their electrical systems. During this period, because of the difficulties of importing combustibles, hydroelectric resources were developed to a maximum. In addition, the electrical companies within a country (the case of Italy, Switzerland, France, Germany, Belgium, Holland, etc.) cooperated in their planning either voluntarily or because of laws, decrees or regulations imposed by their respective governments.

In particular, the following can be noted:

- Intense electrification at national level
- Maximum benefit derived from hydroelectric resources
- Creation of legislation concerning electricity
- National coordination of activities of the different concessionary electrical companies.

In the field of international electrical interconnections, the results were not of relevance.

Apart from the major interconnections between Germany and the Alpine countries, the rest were either minor interconnections between border towns, or joint construction of hydroelectric stations as a result of international agreements.

The national legislation in effect was totally inadequate and hindered, rather than helped, the process of international electrical interconnections. The administrative requirements governing the import or export of electrical energy from one country to another constituted a deterrent. The magnitude of these difficulties rendered impossible emergency or seasonal electrical interchange, which was carried out only between border towns, and even then on a limited scale.

2.1.3 1945 – 1970

During the Second World War, the electrical systems of participating European countries were destroyed.

Between 1946 and 1950, the European countries adopted measures to mitigate: 1) the damages suffered by the systems; 2) the scarcity of combustibles; 3) the droughts which

affected Europe and which diminished the availability of hydraulic power.

To relieve these conditions, which affected all the West European countries to a greater or lesser extent, an effort was made during the reconstruction of the electrical systems to achieve their technical harmonization, with a view to their eventual international interconnection.

In 1947, the International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPEDE) (established on 1st. January, 1925), created a Committee for the Study of International Electrical Interconnections, the objective of which was to collaborate with the countries in the field of coordinated operation of interconnected systems. Since the independent producers constituted a large group, their generating capacity was substantial, and they had established on their side the International Federation of Producers of Electricity for Own Consumption (FIPACE).

In order to combine their efforts, UNIPEDE and FIPACE established the International Confederation of Associations of Electrical Energy Producers (CILPE), which incorporated only those two associations. Neither UNIPEDE nor FIPACE are governmental organizations.

During this period, regular meetings were held in Europe by the Western countries and the United Kingdom. They met approximately every three months, in a forum called Public Utilities Panel (PANEL), where they exchanged information on the coordinated operation of electrical systems, as well as on public electrical services.

The PANEL meetings were very important: they established the need to build 220KV transmission lines, and to reinforce the lower voltage lines. From them emerged the Regional International Committees, with representatives from two or three countries, the purpose of which was to carry out studies aimed at international interconnection of the electrical systems, and at promoting the exchange of electrical energy.

It should be pointed out that existence of central agencies for the production and transmission of electrical energy, such as EDF in France, CPTE in Belgium, and SEP in Holland, rendered the work of PANEL easier.

In 1947, PANEL was dissolved, when its objectives were taken over by the Electrical Energy Committee of the European Economic Commission (EEC) of the United Nations.

The Organization for European Economic Cooperation (OEEC), was established 16 April, 1948, and was entrusted primarily with the distribution of assistance provided under the Marshall Plan. The following countries participated in it: Austria, Belgium, Denmark, Iceland, Ireland, Italy, Luxembourg, Norway, Portugal, Spain, Sweden, Switzerland, Turkey and the United Kingdom, in addition to the U.S.A. and Canada.

In 1949, the "Tecaid" mission sent by the OEEC to the U.S.A. recommended the establishment of associations for the coordination of production and transmission of electrical energy. This recommendation gave rise, in 1951, to the creation of the Association for the Coordination of Production and Transmission of Electrical Energy (UCPTE), incorporating Austria, Belgium, Federal Republic of Germany, France, Holland, Italy, Luxembourg, and Switzerland.

The Association was a logical consequence of the action of the member states as to electrification both at national and international levels.

The report of Tecaid pointed out the existence of national borders and of currency exchange restrictions which hampered the free interchange of electrical energy between the countries. Thus, the UCPTE requested OEEC to study the matter in order to have the governments allow the supply of electrical energy from abroad, and provide the necessary foreign currency for payment.

Following studies undertaken with the participation of the Electrical Energy Committee of the OEEC, the UCPTE, and the European Committee on Exchanges and Payments, the OEEC decided in 1953 to authorize the occasional import-export of energy and the allotment of the necessary foreign currency for payment by the importer.

In 1959, the authorization was extended to seasonal exchanges. Only long-term exchanges required prior authorization.

In addition to the UCPTE, other regional associations were formed, such as UFIPE, NORDEL, SUDEL, with the participation of the following countries:

UFIPE (France, Portugal, Spain), established in 1962;

NORDEL (Denmark, Federal Republic of Germany, Finland, Iceland, Norway, and Sweden);

SUDEL (Austria, Italy and Yugoslavia)

Information on the above will be given further on.

The integration of the systems under the Association for the Coordination of Production and Transmission of Electricity constitutes the Electrical Network of Western Europe.

2.1.4 1970 on

This period starts approximately at the end of the Sixties. During this stage, full integration of the European Electrical systems is sought, between, on one hand, the West European system, referred to above, comprising the integrated systems of the UCPTE and the regional associations; and on the other, the East European system, which comprises the electrical systems of the Council for Mutual Economic Assistance (COMECON), that is, Bulgaria, Czechoslovakia, German Democratic Republic, Hungary, Poland, Rumania and the Soviet Union.

The huge electrical system thus formed is denominated International Electrical System (SEI). Today, the two huge electrical systems (Western and Eastern), which do not work in parallel, are interconnected at some points through Austria (interconnected with Czechoslovakia and Hungary), and through the Federal Republic of Germany (interconnected with Czechoslovakia).

The last stage of the international electrical interconnection in Europe, now under implementation, aims at the operation of the two huge systems in parallel.

2.1.5 Considerations and comments on the international electrical interconnections in Western Europe.

It seems appropriate to make some considerations on the above.

The international interconnections in Western and Eastern Europe are due to the joint action of the electrical companies and the international organizations for cooperation (such as UCPTE, OEEC, and COMECON), which have harmonized their technical and administrative activities, in order to favour, promote and stimulate, within limits the international exchange of electrical energy.

It is important to point out that this has been achieved in Western Europe without the signature of any multilateral treaty, and without the establishment of any international organization to centralize the exchanges of electrical energy.

That is, from the legal point of view, the rela-

tions between the parties involved are not based on multinational treaties, but on bilateral agreements, and above all, on the associations created by the producing companies, which are supported by the states.

Another interesting aspect is that supplies, operations, etc. are dealt with on a technical level, by those responsible for the integrated systems.

2.1.5.1 Types of contract

The international exchanges of electrical energy in Western Europe are regulated by different types of contract covering the following situations:

- Long-term contracts, when the objective is the regular export of energy from one country to another.
- Interchange contracts: 1) seasonal and daily, to profit from different hydraulic patterns or from different load curves; and 2) to coordinate the production of hydro-thermal systems.
- Occasional exchange contracts, covering use by one country of excess energy produced by another
- Emergency interchange contracts, covering the possible failure of a system
- Local distribution contracts, for border areas
- Interchange or allotment of production contracts, covering the case of power stations in border areas, shared by two countries.

It should be reiterated that all types of authorization or custom tariffs have been abolished in Western Europe for occasional and seasonal transfer of energy; only the long-term contracts require this sort of authorization.

2.1.5.2 Some intergovernmental and non-governmental organizations in the field of electrical energy.

European intergovernmental and non-governmental organizations that have been and are active in the field of electrical energy, and that have been mentioned previously, are briefly described below. The intergovernmental bodies appeared after 1945, and the non-governmental, in the Twenties.

The European Economic Commission (EEC) of the United Nations (U.N.) was established in

December 1946, and started its work in May 1947, after its sanction in April of the same year by the Economic and Social Council of the U.N.

The aim of the Commission is to maintain and intensify the economic relations between the European countries among themselves and with the rest of the world.

In the 10th meeting of the EEC, the Electrical Energy Committee was established, with the purpose of studying all matters related to electrical energy in Western and Eastern Europe. It replaced the Public utilities Panel (PANEL), established in 1945.

The Committee deals with matters concerning electrical energy and it is authorized to produce studies that include recommendations on the improvement of the coordinated utilization of their resources. However, the Committee can not undertake any steps concerning a country without its prior agreement.

The Committee receives advice from several permanent technical working groups, such as the one that dealt with hydraulic resources. This latter group produced in 1953 a study on hydroelectrical potential in Europe. The study triggered the establishment of international companies with the purpose of appraising the hydroelectric resources of those countries with large unexploited potential, and of looking into the possibilities of their exporting energy to other countries, etc.

Two companies were formed: YOUGELEX-PORT and INTERALPEN. In a way, they failed because of financial difficulties, over-ambitious objectives, non-profitable operations caused by high transmission losses and considerable investment, and also because of the explicit reluctance of the purchasing countries to depend on foreign sources of electricity for long periods of time.

The Organization for European Economic Cooperation (OEEC) and the Organization for Economic Cooperation and Development (OECD). The OEEC was created in April 1948, and its main objective was the distribution of assistance under the Marshall Plan.

Governed by a Council, an Executive Committee, and a Secretariat, the OEEC established three committees to deal with the energy sector: one for coal, one for petroleum, and one for electricity. At the end of 1956, the Council of the Organization established the Consultative Commission on Energy, and the Committee on Energy.

The functions of the Commission were to study the general problems of the sector, and its activities had an influence on the four other Committees mentioned above.

Upon creation of the European Common Market and the European Free Trade Association, the OEEC amended its statutes, and the OECD was established from it in December 1960. The latter started its work in September 1961 and its membership includes the OEEC countries plus Canada and the U.S.A.

The OECD, as its predecessor the OEEC, is not a regional organization as it includes Canada and the U.S.A. among its members.

At present, the OECD does not deal in any with electrical energy.

The European Nuclear Energy Agency (ENEA or AEEN). The OEEC established this agency in November 1957. Its objective is the exploitation of nuclear energy by the European countries

ENEA has brought about cooperation of the member countries in technical, economical and political aspects in the field of nuclear energy.

The International Association of Producers and Distributors of Electrical Energy (UNIPEDE) It was established on 1 January 1925. It is a professional association of producers who study those matters which could promote their industry.

UNIPEDE constitutes a direct liaison between producers in the different member countries, who meet to exchange their experiences and points view on problems of international scope or of interest to the majority.

Its technical action is carried out through study committees. In particular, the Committee on Large Networks and International Electrical Interconnections has contributed significantly to the development of exchanges of electrical energy between the West European countries.

The International Federation of Industrial Producers of Electricity for Autoconsumption (FIPACE). It was established in 1954, and it is a professional association of independent producers.

The International Liaison Conference between Producers of Electrical Energy (CILPE) has two members: UNIPEDE and FIPACE.

The Association for the Coordination of Production and Transmission of Electricity (UCPTE). It is an international non-governmental organization. Its creation was brought

about at the end of December 1950 following an initiative of the Council of the OEEC, based on a proposal of its Committee on Electricity.

It is very important to note that this Association and those of a regional character that stemmed from it (UFIPTE, NORDEL, and SUDEL), are associations between representatives of companies, rather than government organizations with legal status as such.

They aim at a better utilization of the energy production and transmission facilities both in existence or being planned in the member countries.

The activity of UCPTE is oriented towards the intensification of electrical energy exchanges between its members. Within this framework, the regional associations already mentioned are agents for the implementation of its objectives.

UCPTE groups eight West European countries: Austria, Belgium, Federal Republic of Germany France, Holland, Italy, Luxemburg and Switzerland.

The other three regional associations (UFIPTE, NORDEL and SUDEL), cooperate closely with UCPTE and group the electrical systems of other countries, although in each association there is always a country that belongs to UCPTE.

UFIPTE (Franco-Iberic Association for the Coordination of Production and Transmission of Electricity), groups the electrical systems of France (member of UCPTE), Portugal and Spain. It started its activities in 1962.

NORDEL was established in 1963 and at present groups the electrical systems of the Federal Republic of Germany (member of UCPTE), Denmark, Finland, Iceland, Norway and Sweden. (In 1965 the interconnection via underwater cable between Denmark and Sweden made possible the linking of NORDEL and UCPTE networks.)

SUDEL was established in 1964 and it incorporates the electrical systems of Austria (member of UCPTE), Italy (member of UCPTE), and Yugoslavia.

The tasks of these associations (UCPTE, UFIPTE, NORDEL and SUDEL) are essentially as follows:

- 1) Inform the producers of electrical energy on possibilities as to generation and transmission.
- 2) Study the improvements that could ena-

ble exploitation in parallel of all the interconnected systems.

- 3) Promote the administrative measures that could favour the international interchange of electrical energy.
- 4) Promote and establish bilateral contacts between countries for the interchange of electrical energy. The interested parties negotiate the regulations that would govern the interchanges.

The fundamental role played by UCPTE between 1951 and 1961 in the total liberation of occasional and seasonal exchanges of electrical energy has already been dealt with. Its negotiations with the OEEC and the European Committee for Interchanges and Payments, were crowned with success.

It is important to point out that UCPTE is not fully developed as an institution, but has played a very important role concerning the international interconnections and interchanges of electrical energy.

Finally, it should be noted that all the electrical systems between the UCPTE and affiliates work in parallel to make possible the export-import transactions under long-term contracts, as well as those of short-term, occasional and seasonal nature.

2.2 Concept and evolution of electrical interconnections in Eastern Europe

The Council for Mutual Economic Assistance (COMECON) is an international body of regional character which centralizes economic cooperation between socialist countries.

It was created in January 1947, but its activities began two years later. The member countries are: Bulgaria, Cuba, Czechoslovakia, Democratic Republic of Germany, Hungary, Mongolia, Poland, Rumania, and the Soviet Union. Headquarters of the General Secretariat are in Moscow.

In June 1962, two COMECON bodies were reorganized to reinforce their authority: the Executive Council and the Office for Coordination of Economic Planning.

A large number Permanent Commissions were created by the executive Council to promote the development of relations between member countries and to stimulate multilateral technical economic, and scientific cooperation in the different economic sectors.

In 1958, on the occasion of the 10th Session of

COMECON, the Permanent Commission for Electrical Energy was created. It succeeded the Commission for Electrical Energy Interchange and Exploitation of the Hydraulic Energy of the River Danube.

The aim of the Commission is to facilitate the development of electrical interconnections between member countries. All the member countries are represented in the Commission by technical specialists.

The seat of the Commission is in Moscow. It is advised by working groups which are created according to need.

The Commission can make recommendations directly to the Member States, without the intervention of higher bodies, and can formulate multilateral projects and recommend them directly to member countries for their approval.

It appears that the Member States are bound by the recommendations adopted from the moment when verbal agreement is reached at the meeting. The Executive Committee has authority to enforce the recommendations.

The Commission works according to Five-Year Plans, and presents an annual report on its activities to the Conference of Representatives, a permanent body which directs the work of the COMECON during the periods between sessions of the Council, which is the highest body.

The interconnected electrical system of East European countries is called the International Electrical System (SEI), and incorporates the coordinated operations in parallel of the systems in Bulgaria, Czechoslovakia, East Germany, Hungary, Poland, Rumania and the Soviet Union.

The operations are coordinated by a central office, with Headquarters in Prague. There are some interesting cases which are worth further comment.

The East German system is interconnected to the Czech and Polish systems by 220KV lines. The interconnections between the three countries constitute a true triangular operation. In fact, Czechoslovakia exports to East Germany, the latter to Poland, and Poland to Czechoslovakia. Payments between the three countries are affected quarterly.

The Soviet Union and Hungary are interconnected by 220 and 400KV lines. Hungary uses these lines to import electrical energy under long-term contracts.

Among the West European countries, Austria has a special position, since it is interconnected to Czechoslovakia and Hungary. Austria supplies Czechoslovakia with energy in summer, and receives energy in winter.

The Austrian and Czech systems operate in parallel with the UCPTE and IES systems respectively; however, the former cannot operate in parallel between themselves.

West Germany is also interconnected to Czechoslovakia. Possibly, when the UCPTE (West Europe) and the SEI (East Europe) systems are interconnected, the points of interconnection would be at the border between Austria and Czechoslovakia.

Austria, in addition, is interconnected with Yugoslavia under the three following types of contract:

- 1) Yugoslavia receives industrial products in exchange for electrical energy exported to Austria.
 - 2) Austria exports electrical energy to Yugoslavia in summer, and imports in winter.
 - 3) The two countries interchange energy against payment of the imbalances.
- 2.3 Concept and evolution of electrical interconnections in North America

2.3.1 The United States of America

77% of the demand in the United States is met by private companies supplying electricity as a public service, and the rest by organizations and cooperatives financed by the Government.

Independent producers generated approximately 11% of the total amount of electricity consumed in the U.S.A.

There are approximately 400 electrical companies which constitute separate entities, working in coordination to operate in the most economical and efficient way possible. The Edison Electrical Institute was formed to favour such cooperation.

It is a commercial association created in 1933, in the interest of the community, to promote the progress of electrical energy production, transmission and distribution. The Institute acts through Working Committees composed of representatives of the member companies. At present there are 80 Committees and Working Groups in activity.

As elsewhere in the world, electricity in the United States appeared first in the densely populated areas where demand was met by small plants owned by different companies.

Due to economic reasons, these small plants were substituted by others of larger capacity, and in turn the different companies started to interconnect their systems, this being the origin of huge electrical companies which at present meet the demand of the whole country. A certain number of companies participate in these interconnected systems, which have different levels of integration.

They designed and constructed their plants and transmission lines according to a program which optimizes the system as a whole in all its aspects.

These groups were formed mainly due to several technological factors, in particular because of the possibility of relying on huge generating units in large capacity plants. In fact there are very few companies which can justify and absorb the cost of installation of the large plants needed to benefit from large-scale generation.

Another reason was the increase in the voltage of electrical transmission lines which allow the transportation of large blocks of energy over long distances.

Another technological factor which permitted the increase, perhaps exaggerated (as shown by the power failure on the East Coast a few years ago) in the size of the groups, was the use of advanced computers needed by the joint load dispatching offices to obtain maximum savings.

The existence of a joint load dispatching office, which results in the most economical distribution, does not imply dependence as to planning and construction of stations, but only as to their operation.

It is important to note the complete absence of a contractual framework and the fact that agreements are reached by unanimity. As up to now, all members have respected their duties and obligations; a legal instrument has not been considered necessary to define rights, obligations and sanctions.

That is, the arrangement is de facto and not de jure, since the association of companies is voluntary. Each company has a different financial structure. They work together for their mutual benefit, without losing identity and sovereignty in the area they serve.

Each company voluntarily offers its generating

and transmission facilities to a general program which optimizes the combined capacity of the group for the production of electrical energy.

The group is directed by an Operations Committee, incorporating representatives of the companies, and a Coordinating Group that advises the Committee, which either reaches a decision through unanimous vote, or rejects the proposal.

Questions concerning the transmission of energy across the State borders within the U.S.A., are under the jurisdiction of the Federal Commission of Electricity (FCE). The electrical companies issue contracts to their customers. When foreign customers request services that require international electrical interconnections and authorization from the FCE is necessary, and the electrical company is bound to the foreign customer by contracts similar to those used with national customers.

The contracts are of private nature. For example, if an American electrical cooperative sells energy to a foreign electrical company, the latter must become a member of the cooperative, and the fact that it is on the other side of a border has no legal implications.

2.3.2 Electrical interconnections between Mexico and the U.S.A.

There are thirteen electrical interconnections between the U.S.A. and Mexico, including the electrical interconnection at Falcon. All of them represent net sales from the U.S. to Mexico with the exception of the Falcon plant where the nil balance system is used.

Three international rivers run between Mexico and the U.S.: The Grande, the Colorado and the Tijuana. The first two are border rivers, and the last one crosses the two countries successively. The use of water from these rivers was regulated by the two Water Treaties of 3 February 1944. One of them regulates the use of the Rio Grande waters between Ciudad Juarez and Fort Quitman in Texas; the other regulates the use of the rest of the Rio Grande waters, and those of the Colorado and the Tijuana Rivers.

The legal antecedents of the treaties can be found in the International Border Convention of 1 May 1899, and the Treaty of 1906.

The international Falcon Dam on the Rio Grande was finished in 1953 and is the first construction of international nature undertaken by two governments.

Its cost was pro-rated according to the water

storage capacity allotted to each country, but the cost of construction, operation and maintenance of the electrical plants was shared equally between the two countries. The electrical energy produced is distributed in the same way. The two plants are identical, and at the beginning they operated in parallel, but later, due to the different consumption patterns in each country, an independent operation was preferred.

Each country generates its electricity independently, according to its needs, if and when the energy does not exceed a fixed average (65,000 Kwh).

The interconnection is in fact maintained for compensations or emergencies and operates on a nil balance system.

The Amistad Dam in the Rio Bravo is situated 20 Km up river from Acuña-Coahuila, Mexico, and Del Rio, Texas, and was planned to operate with the Falcon Dam. It produces 323×10^6 Kwh annually, equally divided between the two countries.

2.3.3 Electrical interconnections between Canada and the U.S.A.

The most important electrical interconnections between Canada and the U.S. are situated on the Saint Lawrence and Columbia rivers.

The Robert Moses/Rober H. Saunders hydroelectric plant is on the St. Lawrence. It has an installed capacity of 1,824 MW and generates annually some 6,500 GWh for each country.

The costs of construction, operation and maintenance were divided equally between the two countries, with the exception of the costs for the sixteen turbines and an equal number of generators on each side.

The aim of the undertaking was to generate electrical energy taking advantage of the fact that the national companies responsible for construction were interconnected and formed part of the group which supplies the East Coast of the U.S.

Joint Canada-U.S. projects on the Columbia River.

Before the agreement for joint exploitation of the Columbia River, the U.S. had constructed hydroelectric plants without reservoirs on the river, for a total installed power of 10×10^6 KW. However, when the flow of the river diminished, they could not generate at maximum capacity.

On the other hand, the irregularity of the flow caused the loss of large volumes for generation, and the consequent loss of energy.

The objective of the Columbia River Treaty was to generate low cost energy and to control the floods produced by the swelling of the river. The Treaty also dealt with the transmission of energy which remained the responsibility of the U.S. The U.S. also retained the right to build storage dams to control the swelling, to generate power and possibly divert the flow during certain periods.

The Treaty is valid for 60 years. Canada, on its side, agreed to cede its rights to the Province of British Columbia. The latter assumed all the obligations which were previously the responsibility of Canada.

British Columbia did not use the energy to which it was entitled (originally belonging to Canada), but sold its rights to the U.S. in order to obtain funds to finance the Canadian part of the project.

The project was very complex to carry out because of geographical and geological reasons. Each country is responsible for the operation of the project, but work must be coordinated to keep its unity.

To reach an agreement, the negotiations took into account the benefits for each party. The main guideline was equal profits.

2.4 International electrical interconnections in South America: Present and future

Generalities

Before going into details, it would seem appropriate to cast a rapid glance over the South American situation in order to understand better development and future trends.

The subcontinent presents some particular geodemographic aspects. It can be said that is basically perimetral or coastal, since most of the population, cities, industries and commerce are situated in a strip parallel to the coast. The rest of the subcontinent is composed of large areas, mostly uninhabited, covered by huge forests.

In addition, the Andes mountains, stretching from the Straights of Magellan to Venezuela, represent another exceptional feature.

The economic development of the South American countries has taken place within this sociogeographic framework, and electrification was equally effected by it.

Since the beginning of the century until approximately 1950, electrification was localised and urban, given that the areas of large human and economic concentration, such as cities, offered profitable markets. From that period on, the countries began, in general, to take advantage of their extensive hydroelectrical resources, and of electrical interconnections between the different regions, which were developed to a greater or lesser extent.

This process continues today, and it can be said with assurance that is first priority in all the South American countries.

The internal electric interconnections of the different systems in each country, were also "perimetral" or "coastal", because of the general characteristics of the subcontinent, already mentioned. However, certain internal systems, relatively isolated from the coast, achieved a high level of development (such as the systems of Cuyo and Cordoba in Argentina, La Paz in Bolivia, Asunción in Paraguay, and those of Cali, Bogota and Medellin in Colombia).

The process of interconnection between the different national electrical systems in the South American countries, always with a large city as a load centre, began approximately in the Sixties.

This process continues today and will carry on during the next fifteen years.

To put it more graphically, in general the countries are like so many electrical archipelagos, and are trying to lay bridges between the islands, i.e. to interconnect them electrically.

For these reasons, the border towns have remained marginalized from the interconnection processes and their needs are met by isolated diesel generators or small electrical systems.

The CIER *, created in 1964, has undertaken a very important and extensive work in the electrical subsector, which is basically interesting in two aspects. The first was to promote the internal interconnection of isolated national systems of member countries, and the second, to stimulate international interconnections between countries.

Present international electrical interconnections between CIER countries **

These two objectives, among many others in favour of the electrical subsector, were pursued with calm, caution and firmness.

These occurred in two large areas of South America almost simultaneously and with similar features, in 1965: in the Southern Cone, between Brasil and Uruguay, and in the North between Colombia and Venezuela. In the future international electrical interconnection will be increased in the Southern Cone, perhaps because of the existence of large rivers with immense hydroelectric possibilities and a more favourable geography than that of the northern area.

Reference will be made below, case by case, to present and future interconnections between the member countries of the CIER.

2.4.1 Brazil - Uruguay

As already mentioned, international electrical interconnections were established at four border points between the two countries in 1965. These were local interconnections between contiguous Brazilian and Uruguayan towns, situated along the border (Artigas - Quaria, Rivera - Livramento, Rio Branco - Jaguarao, Chuy - Xui).

In principle these interconnections were independent from each other and were not interconnected to the main electrical systems of either country.

The four interconnections, which were not important undertakings, required an agreement for electrical energy interchange.

During the negotiations, Uruguay was represented by the General Administration for State Power Plants and Telephones (UTE) (now, State Power Plants and Electrical Transmission) and Brazil was represented by the State Company for Electrical Energy (CEEE) of the Brazilian state of Rio Grande do Sul. As a result of this agreement, and another signed later (which will be mentioned further on), the diesel generators ceased to operate and were kept in reserve and for load compensation.

A further agreement was signed between UTE and the thermoelectric plant at Alegrete (Termoale, a subsidiary of Electrobras), which allowed the supply of electrical energy to the Uruguayan town of Artigas and Rivera, which remain incorporated in the system of the plant mentioned above, until the national Uruguayan interconnected system reaches them. Termoale assures a capacity of 2 MW for town of Artigas and 3 MW for Rivera as support and substitution (depending on the time of the day) for the diesel plants existing in those towns.

A uniform price was established for energy, which is transferred only in one direction, from Brazil to Uruguay.

The Rio Branco - Jaguarao interconnection only effects occasional energy interchanges. The Cuy - Xui interconnection effects interchanges which are slightly favourable to Uruguay.

The interchange between Brazil and Uruguay, originally undertaken between the CEEE and the UTE for the four border points mentioned, was then substituted, as was explained, for a supply from the Brazilian plant of Termoale to the Uruguayan towns of Artigas and Rivera, leaving the two other points of interconnection (Rio Branco - Jaguarao and Chuy - Xui) linked, in case of emergency.

The following interchanges have been effected:

cuadro No. 1

ENERGY IN GWH

| YEAR | 1967 | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 | 1974 |
|--------------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| FROM BRAZIL | 1.6 | 2.6 | 16.1 | 20.8 | 25.4 | 25.9 | 23.7 | 19.7 |
| FROM URUGUAY | 2.1 | 0.9 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0.7 | 0.4 |

The power transmitted is limited to 10 MW.

It is important to note the economic conditions of the contract. A price was fixed in US dollars per KWh of energy sold, payable in the currency of the selling country, within a certain period and upon presentation of a monthly invoice. If the payment was not effected within the period, the supplier country could suspend the service. There is a clause concerning the interest rates on delayed payments.

* CIER, Commission for Regional Electrical Integration. A nongovernmental international association which links the public, private and state electrical companies of Argentina, Bolivia, Colombia, Chile, Ecuador, Paraguay, Peru, Uruguay and Venezuela. The companies choose a CIER National Committee in each country, which represents them internationally, and which must be recognized by each government, at the level that each one considers pertinent.

** Guyana and Surinam do not belong to the CIER.

2.4.2 Colombia – Venezuela

This international interconnection started in 1965 and underwent a series of modifications over the years.

Originally there was an agreement between the Northern Electrical Power Station of Santander in Colombia, and the Company for Electrical Development (CADAFFE) in Venezuela. Later, the Colombian company was replaced by the Colombian Institute for Electrical Energy (ICEL). The first company mentioned, which serves the department of Santander, meets the demands of the capital of the province, the city of Cúcuta. On their side, CADAFFE meets the needs of the Venezuelan state of Tachira. The interconnection was made through three lines with the following technical characteristics:

- 13.8 KV, 60H, with a transmitting capacity of 12 MW
- 34.5 KV, 60H, with a transmitting capacity of 12 MW
- 115 KV, 60H, with a transmitting capacity of 30 MW.

Each country constructed the interconnection lines in its own territory. Their length, from one end to the other, does not exceed 30 Km.

The agreement reached was of the "nil balance" type, and the quarterly differences cannot exceed 2 GW in favour of either party.

The three lines interconnect the Venezuelan plant of La Fria, with a capacity of 40 MW, to the Colombian plant of Tibu, with 18 MW, and that of Rio Zulia, with 15 MW.

The interconnection is controlled by a Joint Permanent Commission, and expansion is being considered for the time when Venezuela will construct and operate the important hydroelectric power plant of Rio Uribante. Probably the interconnection under study will operate at 220 KV.

cuadro No. 2

ENERGY IN GWH

| YEAR | 1974 | 1975 | 1976 |
|----------------|------|------|------|
| FROM COLOMBIA | 7.8 | 1.4 | 0.5 |
| FROM VENEZUELA | 9.5 | 1 | 1.4 |

The maximum power from Colombia is 2 MW, from Venezuela, 20 MW.

As can be seen, the aim of this agreement is to achieve nil balance. If not, the excess KWh are paid by the receiving country in local currency (equivalent to the amount calculated in US dollars), within a certain established delay. within a certain established delay.

2.4.3 Argentina – Paraguay

The Paraguayan plant at Acaray, on the river of the same name, an affluent of the Parana River, was the first power plant to be constructed under the concept of integration. It has a capacity of 90 MW, which will shortly be expanded to 180 MW. Its economic justification stems from its interconnection with Argentina and Brazil, to which it sells energy.

The interconnection with Argentina takes place in the Province of Misiones and services are furnished to the Electrical Company of Misiones S.A. (EMSA) to meet the demand of the provincial capital, Posadas, and neighbouring localities.

EMSA, for Argentina, and the National Electricity Administration (ANDE) for Paraguay, agreed on the interconnection on the basis that the ANDE would meet the demand from the areas of Misiones mentioned, and EMSA would keep in reserve a diesel generator in Posadas for cases of emergency.

As a result of the interconnection, a 132 KV transmission line was constructed from the Acaray Plant to the town of Carlos A. Lopez (Paraguay), which is separated from the town of El Dorado in Argentina by the Parana River. Each company constructed the line in its own country, and the crossing of the Parana River was considered a joint undertaking. The agreement foresees a second crossing of the Parana from Posadas to the city of Encarnacion in Paraguay, so that this city will be supplied with 3 MW through the binational energy line from Acaray.

The agreement is effective for ten years and began in 1971. In addition it fixes the power guaranteed by the Acaray hydroelectrical plant to EMSA, which varies between 17 and 20 MW.

ANDE invoices its electricity sales monthly on the basis of two parameters: power and energy. The agreement covers daily and monthly load factors with maximum limits and power factors with monthly, daily and hourly averages.

The agreement foresees interruptions by ANDE

of a certain number of hours per year, as well as the fines applicable to ANDE in case the interruptions not due to force majeure exceed the agreed number of hours.

The supply of energy is limited to 3,220 hours per year for each yearly unit of power guaranteed, with provisions for the compensation due in case secondary, tertiary, or even quaternary power is supplied.

The agreement envisages the signature of a second one, before the expiration of the first (ten years), given that the expansion of the Acaray power plant is under way.

The supply of energy from the Acaray hydroelectric plant is of real significance for the province of Misiones.

The price established in the agreement is a function of two parameters: the agreed amount of power guaranteed in KW, and the monthly consumption in KWh.

It also establishes the possibility of having secondary power, for which a price is given. That power is in excess of the amount guaranteed, and the consumer can occasionally have access to it, provided the supplier is in a position to deliver it.

This secondary power results in secondary energy.

The contract foresees also the possible supply of tertiary energy, that is the energy drawn within the power contractually guaranteed, during a number of hours, in excess of the agreed annual figure, but within the maximum yearly number of hours established.

The payments to ANDE are to be effected monthly, in freely convertible US dollars, adjustable in case of devaluation of the US currency. If payment is not effected in 45 days, ANDE can interrupt the service, which does not relieve EMSA from the penalties applicable, and payment of interest on the overdue balances.

If ANDE does not meet the deliveries as stipulated in the contract, it is liable to fines from EMSA, except in the case of force majeure.

The contract also contains clauses on payment for reactive power beyond certain limits.

2.4.4 Brazil – Paraguay

As established previously, the construction of the Acaray hydroelectrical plant implied its interconnection with the system belonging to

the Paraense Electrical Company (COPEL), which is responsible for the electric services in the Brazilian state of Paraná.

To that effect, a 132 KV line was built (Acaray-Foz de Iguaçu, Brazil), but it was necessary to install a 50/60 Hz frequency converter, because Paraguay is on 50 Hz, while Brazil is on 60 Hz.

As was the case with Argentina, each country built the portion of the line within its territory. The guaranteed power was established at 23 MW, with a maximum of 30 MVA, and a yearly total of 3,220 hours of utilization. Maximum values were determined for COPEL's load factor, both daily and monthly, as well as limits for the reactive power, and for the number of interruptions during the period of validity of the contract, set at ten years.

On the other hand, COPEL would take maximum annual energy of 74,244 GWh. Through a supplementary agreement, the possibility of duplicating the power supplied was envisaged (as was the case with the ANDE – EMSA agreement), when the Acaray hydroelectrical plant would be expanded. The details as to load factors and prices follow the pattern of the ANDE – EMSA agreement, without being identical.

The interchanges effected by ANDE with EMSA and COPEL are as follows:

Cuadro No. 3

ENERGY IN GWA

| | YEAR | 1973 | 1974 | 1975 | 1976 |
|------------|------------|------|------|------|------|
| ANDE-ENSA | POWER MW | 17 | 19 | 21 | 23 |
| | ENERGY GWH | 66 | 95 | 121 | 130 |
| ANDE-COPEL | POWER MW | 16 | 23 | 23 | 23 |
| | ENERGY GWH | 9 | 60 | 74 | 74 |

2.4.5 Colombia – Ecuador

There is a small interconnection between the town of Ipiales (Colombia) and Tulcán (Ecuador).

Ipiales is served by the Nariño Electrical Power Plant, and Tulcán by the Tulcán Electrical Company. The agreement was signed by the Colombian Institute of Electrical Energy (ICEL), and the Ecuadorian Institute of Electrical Energy (INECEL), and envisages nil monthly balances, although a price is fixed for energy, in case this does not occur.

A 13.3 KV, 60 Hz line, connects the two towns; in the future, it will be able to operate at 33 KV.

The agreement does not include clauses on guaranteed power, and therefore the power supplied depends on the possibilities of the parties. Its duration is two years, with automatic yearly extensions.

The whole interconnection line was built by ICEL, and INECEL will pay its share over a five year period.

2.4.6 Argentina – Uruguay

The Uruguay town and port of Salto, on the Uruguay River, was until recently not incorporated into the country's Western System.

As a result of this, and because of breakdowns in its diesel power plant, the electrical supply of Salto underwent very critical periods.

To relieve this situation temporarily until the interconnection with the Western System, the town was interconnected with Concordia (Argentina), which faces Salto on the other side of the river.

The agreement was negotiated for Argentina by the Electrical Cooperative of Concordia, and for Uruguay by the General Administration of the State Power Plants and Telephones (UTE).

The agreement was based on mutual complementarity, while recognizing that during the first years there would be a flow from Concordia to Salto.

Both companies decided to construct a 22.8 KV line bridging the Uruguay River. The voltage can be brought to 138/150 KV, that is, the interconnection tension of each town with their respective systems in each country.

Financing and construction of the line was shared equally by the two parties.

Argentina agreed to guarantee a supply of 1 MW, with the possible non-guaranteed supply of an addition 2 MW. Monthly payments are stipulated, and UTE undertakes to draw 36 Wh per year, up to the time Salto is interconnected to the Western System.

This interconnection has since been made, and at present there is no flow of energy through the Concordia – Salto line, except during emergencies. However, its future utilization is under consideration.

The interchanges have been:

| Year | 1968 | 1969 | 1970 | 1971 | 1972 | 1973 |
|------|------|------|------|------|------|------|
| GWh | 1.1 | 7.7 | 7.9 | 10 | 7.4 | 0 |

2.4.7 Argentina – Chile

There is an interconnection in the South, between the towns of Rio Turbio (Argentina) and Puerto Natales (Chile).

Chile receives energy from the thermal power station of Fiscal Coal Deposits (YCF), in Argentina, through a 33 KV line, which operates at 13.2 KV.

The agreement was signed by the Chilean National Electrical Company (ENDESA) and YCF. The latter undertakes basically to supply electrical energy to Puerto Natales during the three daily peak hours.

ENDESA, on its side, undertakes to purchase a minimum of 1.5 GWh per year. Each country built the necessary installations on its own territory.

The agreement was put into effect in 1970, for a period of five years, with automatic yearly extensions. It is still in force.

The power required by Chile during the peak load periods has oscillated between 450 and 600 KW between 1971 and 1974. The energy purchased by ENDECA reached 2.5 GWh in 1975, with the power under 1 MW.

The financial provisions established different prices for supply within guaranteed power limits at different hours. The tariff is binomial: a fixed monthly sum for guaranteed power, plus the price of energy in US dollars per KWh supplied.

2.4.8 Argentina – Bolivia

The agreement between the Argentinian State Company, Water and Electrical Energy (AYEE) and the Provincial Commission for Development and Public Works of the town of Villazón, in the Department of Tarija, Bolivia, consists of the interchange of energy between the power stations of Quiaca (Argentina) and Villazón (Bolivia).

The terms of the agreement are:

AYEE guarantees 40 KW during hours of daylight, and a nonguaranteed 250 KW during hours of darkness. The Villazón Commission guarantees Quiaca 250 KW during the night.

The transmission line operates at 13.2 KV and 50 Hz, the frequency common to both countries.

The agreement is valid for five years, renewable prior agreement of the parties. The energy interchange has been of little significance.

2.4.9 Bolivia – Brazil

There is a minor interconnection between the border towns of Corumba, Brazil and Puerto Busch, Bolicia. The first town supplies energy to the second.

Future international electrical interconnections between the CIER countries.

The projects under study, or realization are very important. All of them are in the River Plate Basin.

Reference to them is made in the following:

2.4.10 Argentina – Uruguay

The Salto Grande Hydroelectric Power Station, on the Uruguay River, the border between the two countries, is under construction.

The installed power, shared equally by the two countries, will be 1,890 MW, and includes excess capacity.

The Salto Grande Joint Commission has responsibility for the construction and commissioning of the power station. Later, the station will be under the Administrative Commission of the Uruguay River, which will deal with matters of common interest concerning the river.

The lines of the interconnected system in both countries will operate at 500 KV. The civil engineering work is well advanced, and the first generating unit will be in operation during 1980.

The initial capital contributions were very uneven: Argentina took care of a high percentage of the total investment required. Because of this, the Uruguayan share of power and energy during the first years of operation will be one sixth, thus permitting Argentina to recuperate its larger initial investment.

Later on, Uruguay will increase its share up to its entitlement of 50% by 1995/1996.

Summing up, under the agreement, both countries eventually contribute equivalent amounts: but initially one of them (Argentina), invests more capital than the other (Uruguay), which later on repays the difference along

several years. At the end of 1995, both countries will have contributed equally.

Interconnection of the Greater Buenos Aires and the Argentinian Litoral Electrical System with the Uruguayan interconnected system.

In 1947, an agreement for the interconnection of the two systems was signed by the two governments. The objective was to secure the backing of the Uruguayan system by the Argentinian, until the Salto Grande Hydroelectric Power Station starts operations. The interconnection was effected between the towns of Paysandu (Uruguay), and Concepcion del Uruguay (Argentina), both on the Uruguay River.

The interconnection will be effected through a 138/150 KV line, which will be in operation next year.

The agreement envisages the provision by Argentina of thermal support to the Uruguayan interconnected system by 1978, up to 100 MW.

2.4.11 Argentina – Brazil

Water and Electrical Energy (AYEE), an Argentinian State Company, and ELECTRO-BRAS of Brazil, signed, in 1972, an agreement to study the exploitation of the Uruguay River which serves as a border between the two countries.

The study indicated a number of sites which offer good possibilities for hydroelectric generation. They are: San Pedro, 745 MW; Garabi, 1,825 MW; Roncador, or Panambi, 2,700 MW.

At present, a preliminary project for the Garabi site is being prepared. It offers the lowest estimated cost per KW of installed power.

As a whole, the sites mentioned above could furnish approximately 20,000 GWh of energy per year. Actual work could start, as things go at present, in about five years time.

2.4.12 Argentina – Paraguay

These two countries have undertaken the study of an approximately 2,000 MW hydroelectric power station situated where the Yacireta-Apipe Islands lie in the Parana River, which is a border between the two countries.

Consideration is also being given to another large capacity power station in the same river. Construction work on this project, known as "Corpus", and on the previously mentioned one, could be started in less than ten years.

2.4.13 Argentina - Chile

The National Electrical Company (ENDESA) in Chile and the Argentinian State Company Water and Electrical Energy (AYEE), have been studying for the last four years, the possible interconnection between the central system in Chile and the Cuyano system in Argentina (San Juan and Mendoza Provinces). To that effect, they formed in 1972 the Commission for the Chilean - Argentinian Interconnection (CIECHA), which has furthered the studies needed to realize the interconnection.

The interchanges as power, as foreseen, would be in the order of 150 MW, and presumably the transmission line would operate at 220 KV

2.4.14 Argentina - Bolivia - Paraguay

The hydroelectric exploitation of the Pilcomayo River, which has its sources in Bolivia and then becomes a border between Argentina and Paraguay, is being studied at present.

Nothing concrete has emerged yet from the very general considerations made so far.

2.4.15 Brazil - Paraguay

After reaching pertinent agreements, the governments of both countries began construction in 1955 on the Itaipu Hydroelectric Plant, the largest in the world, with an installed capacity of 12,600 MW.

The project is being undertaken by a binational body, "Itaipu", which incorporates the Paraguayan National Electricity Administration (ANDE) and the Brazilian ELECTROBRAS (Brazilian Electrical Power Plants). The project would be operative in 1983, but work has been delayed and the original budget has been largely exceeded as a result of the 1973 economic crisis and world inflation.

Transmission of energy in Paraguay is planned on 400 KV lines, and in Brazil on 500 KV lines. Each country will be responsible for construction of the respective lines.

2.4.16 Brazil - Uruguay

Both countries created, some years ago, the Joint Commission for the Lake Merin Basin, which they share. The studies have been multidisciplinary, basically related to development of agriculture, irrigation, industry, flood control, etc. From these studies came the possibility of constructing a 32 MW hydroelectric plant in an irrigation dam situated on the River Yaguaron, affluent of Lake Merin, which, in addition, is the international bounda-

ry between the two countries.

This plant, Paso del Centurion, will be interconnected in Brazil with the Rio Grande do Sul State electrical system, and in Uruguay with the district capitals of Melo and Treinta y Tres, at present fed by diesel generators.

The extension of the Uruguayan transmission line from Paso del Centurion to the interconnected hydroelectric plants on the Rio Negro, has been considered. However, nothing has yet been defined, given the technical difficulties to be overcome.

As the South Brazilian system will shortly be interconnected with the Northern system, this would give an interconnected system the whole length of the Atlantic Coast (bearing in mind the Argentinian - Uruguayan interconnections previously mentioned). It would run from the extreme north east of Brazil to Argentina, passing through Uruguay, and, in the future, through Uruguay, and, in the future, through Paraguay.

However, it should be recognized that some of the junctions will have to be reinforced for the whole system to operate.

2.4.17 Intergovernmental and non-governmental organizations in the field of electrical energy.

It is appropriate to mention the South American organization which have played a relevant role in the field of electrical interconnections.

It can be said that the seed of electrical integration was planted on the occasion of the first Latin America Seminar on Electricity, organized by ECLA and held in Mexico in 1961. This was the first major continental meeting of specialists and managers in the Latin American electrical subsector.

From then on, certain directors of the electrical subsector began working out a plan of integration, which could be effected through a technical - professional association.

In 1964, this idea was taken further and promoted by the directors of the Uruguayan electrical sector, who invited their counterparts in Argentina, Bolivia, Brazil, Chile and Paraguay to meet in Montevideo to consider the possibility of forming an association to accomplish the objective of integration.

In July 1964, the First Regional Electrical Integration Congress was held in Montevideo, from which emerged the Regional Electrical Integration Commission, CIER, the statutes of

which were approved in Viña del Mar in February 1965.

In its first years, the CIER undertook steps to incorporate the rest of the Latin American countries into the organization. This resulted, towards the end of 1968, in Colombia, Ecuador, Peru and Venezuela joining the CIER, which, together with the six founder countries, represent the present group of ten countries which compose the organization.

CIER groups all the public, private and state electrical companies of those ten countries. In each country, the companies elect a National Committee, which represents them internationally. The statutes of CIER require that the respective governments recognize the existence of the National Committees.

CIER is a non-governmental international association, which does not act on behalf of the governments, but its existence and proceedings are known and followed with interest because the members of the National Committees are, in their large majority, State officials. The maximum authority is a Central Committee incorporating up to three representatives of each National Committee. It meets usually once a year. The General Secretariat, with headquarters in Montevideo, carries out the annual or bi-annual programs.

Those programs are accomplished by the General Secretariat and its dependent technical sub-committees. The technical sub-committees incorporate specialists from all the National Committees, and its work is coordinated by a technical coordinador, who depends from the General Secretariat. Up to now, the technical work of the CIER has been of relevance. The technical subcommittees are:

- 1) Energy Resources
- 2) Electrical Systems
- 3) Operation and Maintenance of Electrical Systems
- 4) Construction of Electrical Systems
- 5) Legal Matters
- 6) Management
- 7) Distribution of Electrical Energy
- 8) Industrial
- 9) Electrical Planning

These subcommittees which have worked for years in a methodical and systematic way, have produced a series of reports of great technical value, which gather direct and up-to date experience from each company in each country.

The CIER did not take part directly in the negotiations which resulted in the South American electrical interconnections mention-

ed previously. However, being a forum of ideas, contacts and exchange of experience, undoubtedly it influenced indirectly the success of those projects, especially since its statutory aims include the promotion of those activities leading to the interconnection of the systems.

It can be said that many ideas on possible international interconnections germinated within the CIER, through informal contacts between representatives of the different National Committees. Many of these ideas have born fruit.

These ideas, put before the governments, have given rise to the formation of binational commission which officially implemented them.

Thus, the CIER has been the only organization in the Latin American subcontinent created by the countries on their own initiative, to work on electrical integration.

Its functions have been multiple and cover those fields where the exchange of information and experience is important.

If the South American institutional framework is compared with that of Western Europe, it can be seen that due to the lack of bodies in Latin America such as the International Conference of Large Networks (CIGRE), CIER created the Electrical Systems Subcommittee; and in the absence of an association such as the West European UCPTE, the CIER bridged the gap with its subcommittees for Operation and Maintenance, and for Legal Matters. The Energy Resources Subcommittee is a South American equivalent, as far as responsibilities are concerned, to the World Energy Conference and so on.

The CIER achieved the desired objectives through the wide range of functions it assumed, in order to attain certain integrational objective moreover, it filled the institutional lacunae which accounted for the lack of information and of channels to transmit experience.

Today, with the existence of OLADE and SELA, which are governmental organizations, it would be appropriate to harmonize and coordinate tasks, especially those concerning energy, a field in which OLADE has been assigned specific responsibilities by the governments.

OLADEF has proposed this coordination to the CIER, referring particularly to the programs it had prepared in relation to technical cooperation between countries, training of personnel, and global energy planning, which were sent to the CIER for their consideration and comment.

The coordination of tasks with the CIER, is, in the opinion of OLADE, very desirable, given the benefit it implies for the countries incorporated in both bodies.

In its first meeting held in Lima in October 1975, the CIER Subcommittee for Legal Matters recommended its National Committees to include certain basic clauses in the contracts for international electrical interconnections. These are:

- Definition of the contracting parties;
- Object of the agreement;
- Administration of the agreement and division of responsibility as to administration;
- Definition of the documentation (existing or to be produced, which forms part of the agreement, definition of terms, technical and operating regulations, etc.);
- Duration (initiation, length of commitments, cancellation, extensions, renewals, modifications, etc.);
- Reciprocity or differential conditions between the parties;
- Definition of the installations and ancillary work for the aims of the agreement; criteria for distributing costs of the above between the parties, obligations of the parties concerning construction, financing, operation, maintenance;
- Distribution of responsibilities between the parties and with respect to third parties concerning construction, financing, operation, maintenance;
- Distribution of responsibilities between

the parties and with respect to third parties, stemming from construction work, installations, and actions on the part of personnel;

- Definition of the site of connection and technical references;
- Definition of measurement systems, and technical references;
- Definition of measurements systems, and obligations of the parties;
- Definition of the conditions of supply, reception and utilization;
- Interruptions of the service. Rights and responsibilities of the parties;
- Measures in case of non-fulfilment of obligations; (execution of work, maintenance, adjustment of measuring instruments, delay in payments, etc.);
- Provisions for compensation of damages arising from breach of contract;
- Clauses for revision in case of modification of economic circumstances;
- Definition of obligation concerning taxes and fiscal contributions;
- Definition of possibilities for expanding or reducing the utilization of the interconnection by the parties;
- Definition of methods to resolve differences between the parties;
- Definition of the need for ratification by public authorities, legislative sanctions, etc., as the case may be.

Finally, a diagram is given which schematizes the national and international electrical interconnection systems in the South American region.

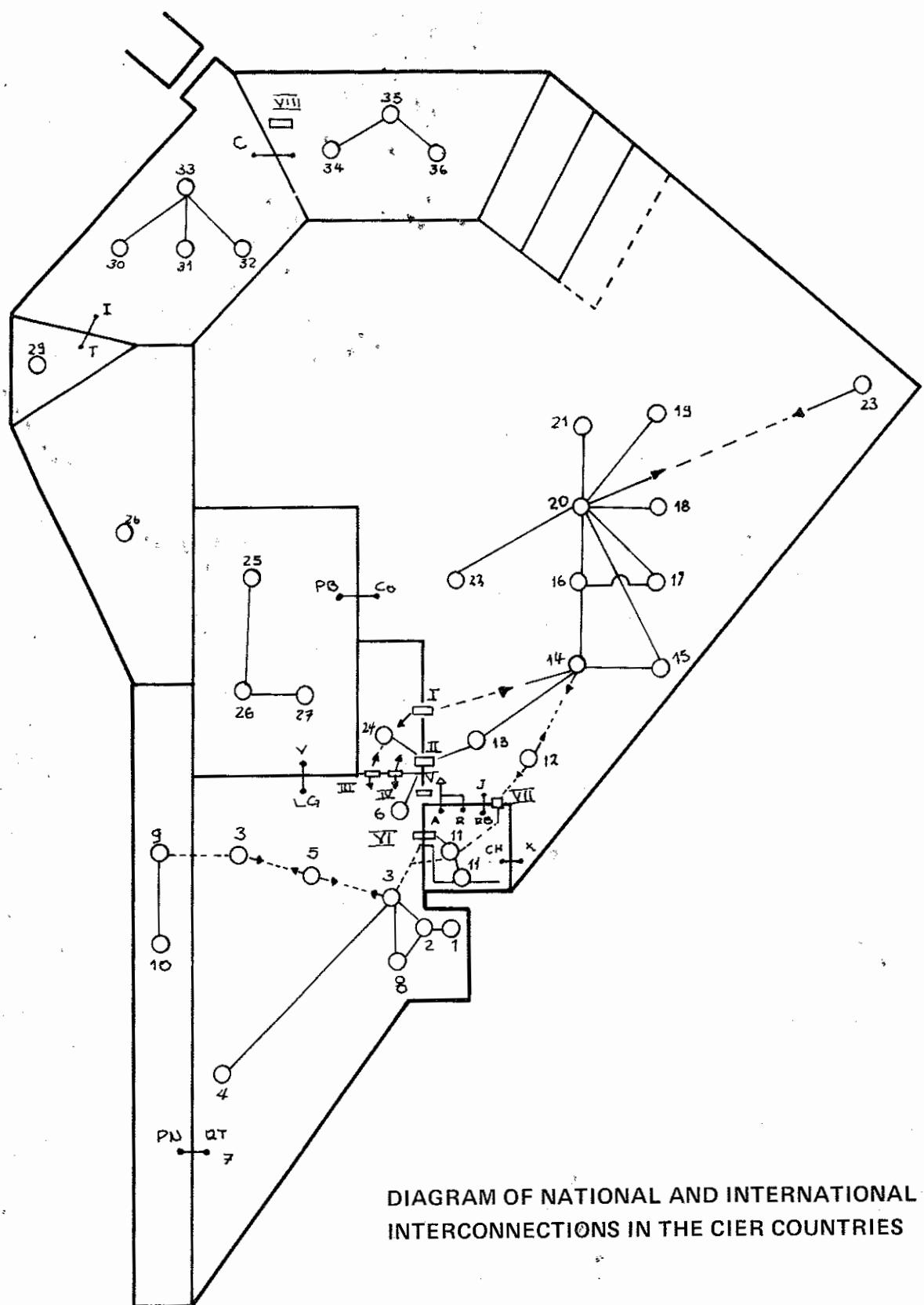


DIAGRAM OF NATIONAL AND INTERNATIONAL INTERCONNECTIONS IN THE CIER COUNTRIES

NOMENCLATURE

SYSTEM OF:

In Argentina

1. CIAE Italo- Argentinian Electrical Company Inc (p)
2. SEGBA Electrical Services of Greater Buenos Aires (S)
3. AYE State Water and Electrical Energy Comapny (S)
4. HIDRONOR Norpatagonica S.A. (S)
5. EPEC Cordoba Province Energy Company (S)
6. EMSA Misiones Electrical Company (S)
7. YCF Fiscal Coal Deposits (S)
8. DEBA Energy Management of the Province of Buenos Aires

In Chile

9. ENDESA State National Electrical Company (S)
10. CHILECTRA Chilean Electrical Company (S)

In Uruguay

11. UTE Electrical Power Plants and Transmissions (S)

In Brazil

12. CEEE State Electrical Energy Company
State of Rio Grande do Sul (S)
13. COPEL Parana Electrical Energy Company
State of Parana (S)
14. CESP Sao Paulo Electrical Plants
State of Sao Paulo (S)
15. CPFL Sao Paulo Light and Power Company
State of Sao Paulo
16. LIGHT SP Electrical Services
State of Sao Paulo
17. LIGHT RJ Electrical Services
State of Rio de Janeiro
18. CELF Fluminense Electrical Power Plants
State of Rio de Janeiro (S)
19. CBEE Brazilian Electrical Energy Company (S)
20. FURNAS FURNAS Electrical Power Plants State of Minas Gerais (S)
21. CEMIG Minas Gerais Electrical Power Plants
State of Minas Gerais (S)
22. CELG Goias Electrical Power Plants

State of Goias
Sao Francisco Hydroelectric Company
(7 States in the North-east of Brazil)

In Paraguay

23. CHESF National Electrical Administration (S)

In Bolivia

25. CBEEZA Bolivian Electrical Company (P)
26. ENDE National Electrical Company (S)
27. ELFEC Cochabamba Electrical Light and Power (S)

In Peru

28. ELECTROPERU Peruvian Electricity (S)

In Ecuador

29. INECEL Ecuadorian Institute of Electrification (S)

In Colombia

30. EEEB Bogota Electrical Energy Company (S)
31. CHEC (S)
32. EEPP Medellin Public Companies (S)
33. CVC Valle del Cauca Autonomous Regional Corporation (S)

In Venezuela

34. CADAFE Electrical Administration and Development Company (S)
35. EDELGA Caroni Electricity (S)
36. ELECAR Caracas Electrical Company (P)

HYDROELECTRIC POWER PLANTS OF:

- I Itaipu
- II Acaray
- III Yacireta-Apipe
- IV Corpus
- V Garabi
- VI Salto Grande
- VII Paso del Centurion
- VIII Uribantes

INTERCONNECTED CITIES:

- A Artigas
- R Rivera
- RB Rio Branco

| | |
|----|----------------|
| J | Jaguarao |
| CH | Chuy |
| X | Xui |
| PN | Puerto Natales |
| RT | Rio Turbio |
| V | Villazón |
| LQ | La Quiaca |
| PB | Puerto Busch |
| CO | Corumbá |
| T | Tulcán |
| I | Ipiales |
| C | Cúcuta |

INTERCONNECTED SYSTEMS

SYSTEMS IN THE PROCESS OF INTERCONNECTION

- 2.5 Concept and evolution of interconnection in Central America and Panama (Central American Isthmus)

Generalities

Studies carried out 1972 by ECLA estimated the average practical capacity * in the region to be 156 Terawatts-hour. Assuming a continual utilization of the power plants, this would be equivalent to 17,800 MW.

Guatemala and Honduras have a practical capacity of about 4,00 MW; El Salvador 734 MW; Nicaragua, 2,285 MW; Costa Rica, 3,500 MW; and Panama, 3,122 MW.

In 1975, the installed capacity of the hydroelectric power stations was approximately 650 MW, out of a total 1,500 MW, 95% of which are state-owned. In the same year the total energy generated in the Central American Isthmus was approximately 5,000 GWh, with a hydroelectric share amounting to slightly more than 50%.

In spite of its importance, hydroelectricity represented approximately 20% of the available energy.

El Salvador is the country that has exploited its resources to the largest extent (70%); and Honduras and Guatemala, to the least.

* Calculated on the basis of available flow and the average difference in level for each basin, using the equation $E_p = QH/1835$. E_p is the practical energy available in GWh; Q is the annual volumetric flow in 10^6 m^3 ; and H is the average difference in level of the basin, in m.

Cuadro No. 5

EXPLOITATION OF HYDROELECTRIC RESOURCES - 1975

| | Practical energy available GWh | Total energy generated GWh | Hydroelectric energy GWh |
|-------------------------------|--------------------------------|----------------------------|--------------------------|
| Central American Isthmus | 156,630 | 1,477 | 632 |
| Guatemala | 35,970 | 227 | 103 |
| El Salvador | 6,430 | 245 | 108 |
| Honduras | 34,930 | 148 | 69 |
| Nicaragua | 20,020 | 217 | 100 |
| Costa Rica | 30,900 | 375 | 237 |
| Panama (including Canal Zone) | 27,380 | 275 | 15 |

The integration of the national electrical systems in the Isthmus gained momentum in 1960. The first high voltage lines were installed at the time, as a result of the construction of hydroelectric power stations far from centres of consumption. Panama and El Salvador adopted 115 KV for their transmission lines; the other countries adopted 138 KV; at present, they are operating in the 200 KV range.

ECLA foresees the additional hydroelectric power, indicated below, for the period 1973-1985.

ADDITIONS OF HYDROELECTRIC POWER IN M.W. TO THE GENERATING SYSTEMS BETWEEN 1974-1985

| | TOTAL | HYDROELECTRIC |
|--------------------------|-------|---------------|
| Central American Isthmus | 2,877 | 2,027 |
| Guatemala | 442 | 310 |
| El Salvador | 452 | 270 |
| Honduras | 254 | 190 |
| Nicaragua | 365 | 200 |
| Costa Rica | 574 | 502 |
| Panama | 790 | 555 |

Close to 95% of the installed power in the public utility systems of the six countries in the Central American Isthmus, corresponds to interconnected systems that generate 95% of the electrical energy consumed in the region.

At the present, the organisms for the electrification of the region are trying to extend the national and international interconnections. By the end of 1980, the smallest system will be that of Honduras (200 MW), and the biggest, that of Panama (665 MW).

The international electrical interconnections between the systems in the six countries are being considered since 1960 because of the very favourable prospects offered by some of the countries.

Such is the case of Costa Rica, which could

have an excedent of 1,500 GWh of hydroelectric power between 1975 and 1985, and of Nicaragua, which does not have petroleum, and will have to generate 10,000 GWh thermal.

Cost estimate prepared by ECLA and the countries mentioned for a 128 KV international interconnecting line with a capacity of 5 MW, between Rivas in Nicaragua and Canas in Costa Rica, indicate that the returns would be high (annual savings of combustible in excess of 1×10^6 US dollars, against an investment of 5×10^6 US dollars).

If the countries in the Isthmus would plan their electrical systems in a coordinated way, they could profit from the savings. If, in addition, such coordination were made on the basis of the hydraulic resources not yet exploited, the region would reduce substantially its dependence on petroleum, the importation of which causes a heavy drain of foreign currency.

These criteria stimulated the project of interconnection between Nicaragua and Honduras on the basis of the El Cajón Hydroelectric Power Station on the Humuya River in Honduras (340 MW and 1,315 GWh per year). The study indicates that before commercial operation of El Cajón, Nicaragua would sell thermal energy to Honduras to prevent the latter from installing a steam power plant which would be needed in case of independent development of its electrical system.

Guatemala and El Salvador offer good possibilities for the coordinated development of their systems. The expansion programs envisage joint reserves between 104 MW in 1975, and 356 MW in 1981. These figures amount to 25 and 45% respectively of the maximum combined demand.

If both countries would agree to share their reserves, the total could be significantly reduced, with a corresponding saving in foreign currency.

Coordinated planning of the Costa Rican and Nicaraguan systems on the basis of the Arenal Hydroelectric Power Station, mentioned previously, offer good possibilities. It would allow the supply of hydroelectric energy from Costa Rica to Nicaragua, where it would replace thermal energy.

The energy crisis of 1973 brought about a revision of the programs for expansion for the period 1975 - 1985 in all countries.

Between 1975 and 1985, the countries of the region would spend almost 2,000 million dollars in combustible for generating plants.

Nicaragua, Panama and Guatemala would be most affected since a large percentage of their generation is thermal. Costa Rica would be the least affected.

The revision of the programs gave rise to several alternatives, aimed at reducing the dependence on petroleum, avoiding expenditure in foreign currency and increasing the share of hydraulic resources in the generation of electricity.

The Guatemala program for installation of electrical power plants will not be modified, because work continues on the 230 MW Chixoy Hydroelectric Power Station, the operation of which is scheduled for 1981. A 132 MW steam power plant was scrapped; in its place, a 25 MW gas turbine and a 50 MW thermal plant will be installed in 1978. Between 1979 and 1981, 80 MW (30 - 50 MW) will be added, drawing geothermal energy from the fields of Moyuta and Zunil.

El Salvador hopes to install 5 x 30 MW on the basis of geothermal energy between 1976 and 1984. It has abandoned the project for two 66 MW thermal plants originally included in their plans. They are accelerating the construction of the Cerron Grande Hydroelectric Power Plant, as well as the studies of the La Pintada plant, a total addition of 380 GWh by 1981. Cerron Grande's capacity was raised to 700 GWh originally foreseen. By 1984, the 80 MW Guayabo Hydroelectric Plant would be in operation; and by 1985, another plant at Zapotillo or Paso del Oso, thus adding 140 MW, 210 GWh.

Honduras, on its side, modified its programs, giving more importance to hydroelectric power and abandoning the project for a 40 MW steam power plant, originally foreseen for 1981. The new program includes the following three alternatives:

In all of them the first stage would be the Rio Lindo Hydroelectric Power Station (40 MW and 248 GWh per year) in 1978.

The first alternative assumes that the El Cajón Hydroelectric Plant (492 MW, 1315 GWh) would operate in 1982; and that between 1977 and 1981, 490 GWh (thermal power) would be bought from Nicaragua.

The second and third alternatives assume that Naranjito Hydroelectric Plant (120 MW, 407 GWh) would be in operation in 1980. In the second alternative the Remolino Hydroelectric Plant (120 MW, 427 GWh) would be in operation in 1983, while the third alternative considers the possibility that the El Cajon Hydro-

electric Power Station will be functioning in 1984.

Since that interconnection between Honduras and Nicaragua was put into operation on 12 October 1976, any change in the plans of one country will affect those of the other. Thus, both countries are considering jointly their respective electrification plans. Nicaragua has already abandoned plans for thermal plants, and considers the possibility of bringing forward hydroelectric projects that would permit installing a generating capacity of 220 MW, 880 GWh, before 1983. Therefore, and assuming that Honduras develops the first of the three alternatives, Nicaragua could import 2260 GWh (hydroelectric) from Honduras, between the years 1982 and 1985.

In the case of Costa Rica the changes involve expansion in 1976 of the Cachi Hydroelectric project (32MW, 162 GWh) and advancing by two years the third unit at the Arenal Hydroelectric Power Plant, which would then have a capacity of 3 x 45 MW by 1977, with a total annual generation of 311 GWh. The 90 MW, 458 GWh Angostura Hydroelectric Power Station would be started in 1985. As to Panama the program has not been changed significantly. The construction of El Bayano Hydroelectric Power Plant continues.

The Hydroelectric Plan (including geothermal energy) of the Isthmus for 1975 - 1985, which covers the installation of 2,027 MW will require approximately US dollars 1,000 million, and will bring about a savings of US dollars 500 million in fuel imports.

Finally, it is worth mentioning the action promoted by ECLA in the six countries of the Central American Isthmus, and the instruments adopted.

The Central American Subcommittee on Electrification and Hydraulic Resources of the Committee for Economic Cooperation in the Central American Isthmus, pointed out, on the occasion of its third meeting in Tegucigalpa in 1966, the need to promote the integration and interconnection of the electrical systems in the area.

To further this aim, the Subcommittee created the Regional Group for Electrical Interconnection (GRIE) which met for the first time in Tegucigalpa in 1968.

On that occasion, it decided that it was necessary to undertake a study on the possibilities of electrical integration in the region, and to establish the guidelines for a Regional Agreement which would regulate the legal aspects of

electrical energy interchange between the countries.

Following the first meeting, the ECLA regional office in Mexico undertook studies which compared various alternatives for interconnection between pairs of countries in the area, and carried out more detailed studies of the feasibility of the interconnection between Costa Rica and Honduras, and between Guatemala and El Salvador. Two meetings of the Working Group were held on the Nicaragua and Costa Rica electrical interconnection, and an interconnection agreement was signed between Honduras and Nicaragua (which was put into operation on 12 October 1976).

Steps were taken on the possibility of an interconnection between Guatemala on one hand, and El Salvador and Honduras on the other.

Faced with the 1973 energy crisis, ECLA promoted in 1974 the revision and updating of the interconnection studies in order to lessen the effects of the crisis by adopting measures such as a more rational and intense use of hydroelectric resources.

The execution of this study was approved during the meeting of the Isthmus countries on Energy and Petroleum held in Guatemala in February 1975.

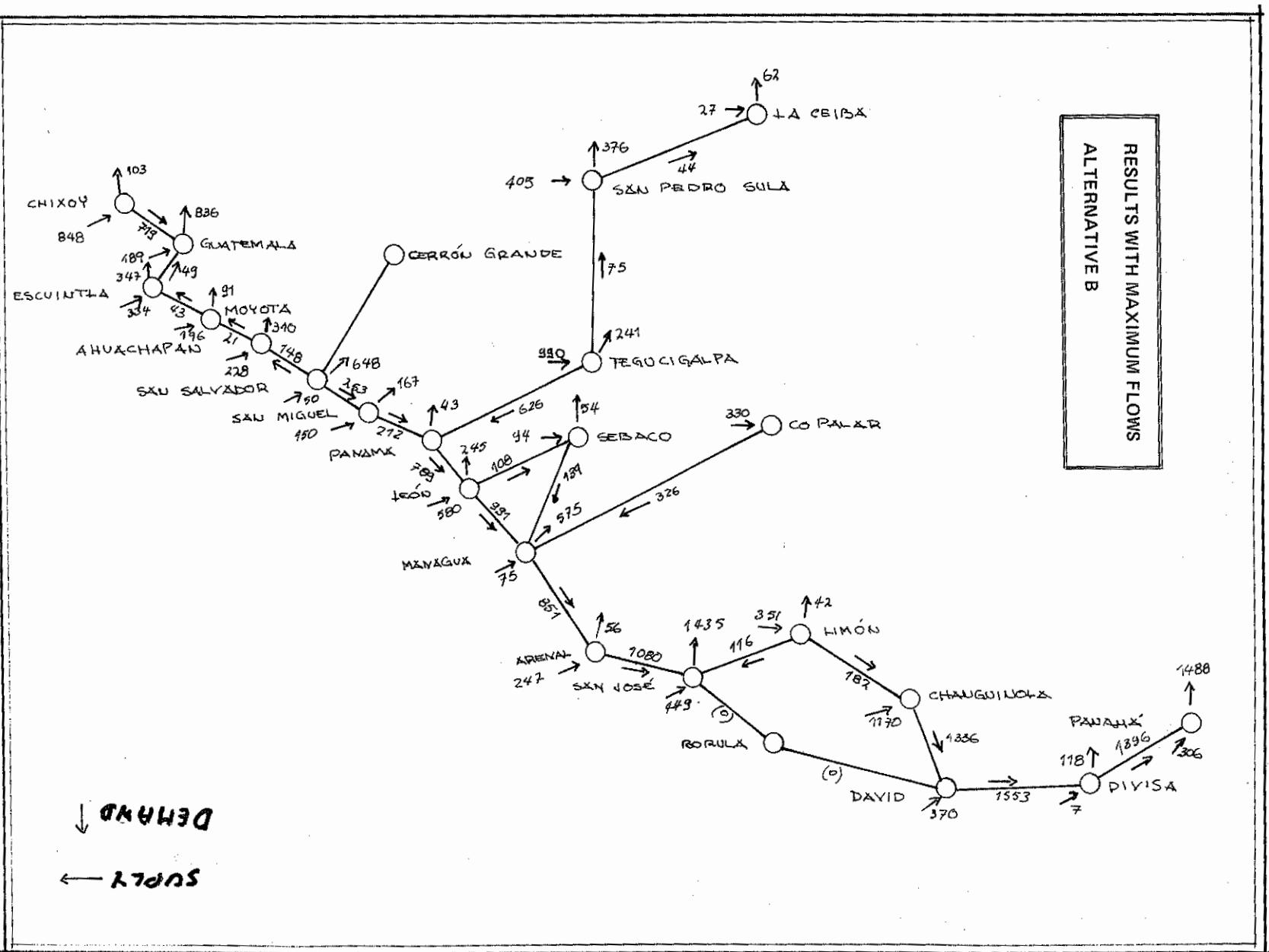
During the meeting of the GRIE held in San José, Costa Rica in 1975, the terms of reference elaborated by ECLA were approved and it was agreed to undertake the study using the most modern methodology for electrical system planning (SIPSE), drawn up for the Mexican Federal Electricity Commission (CFE), by Electricité de France (EDF). It was also agreed to apply this study to the optimization of national electricity plans.

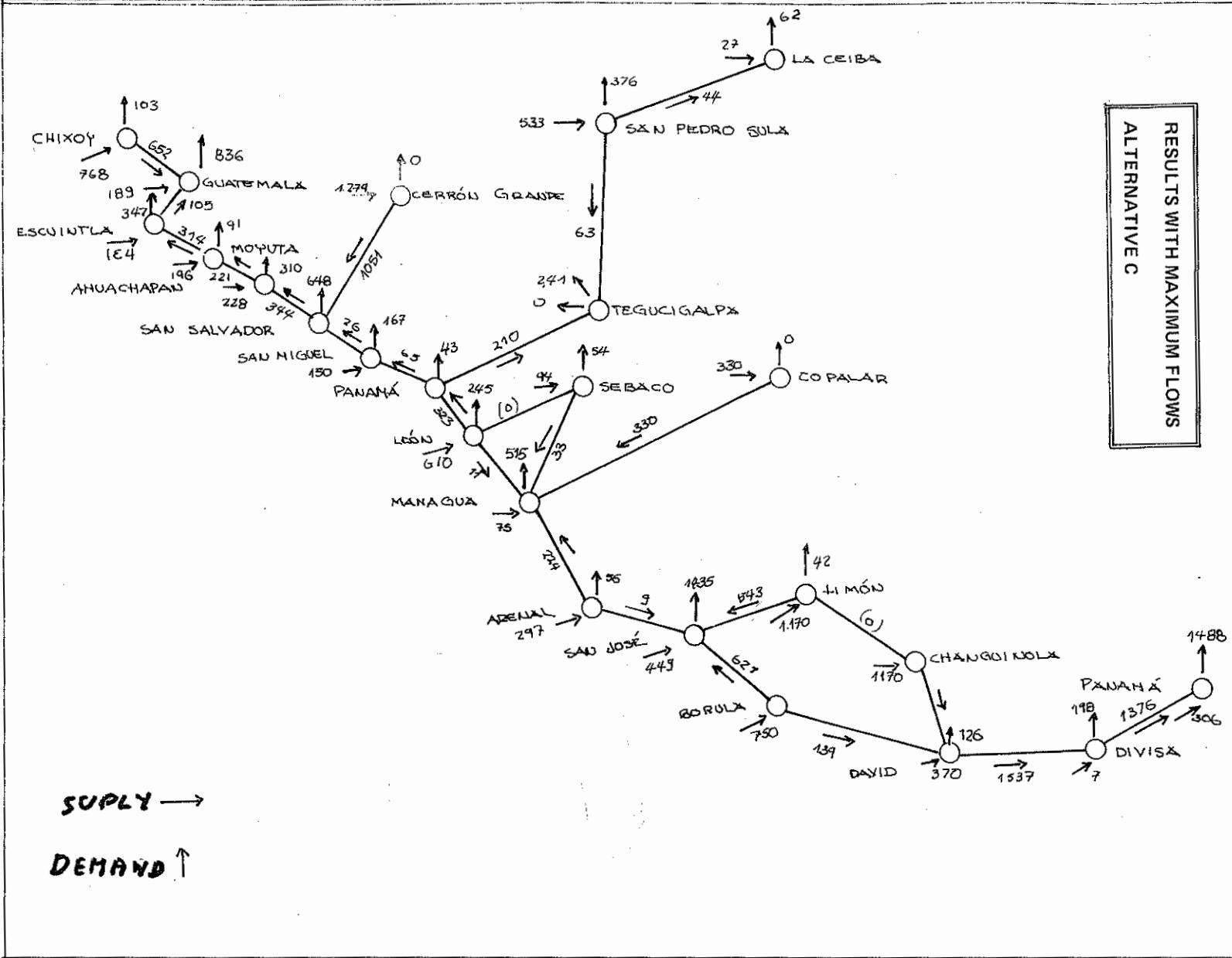
The third meeting of GRIE was held in Mexico in May 1976 and ECLA presented for consideration three very interesting reports:

- The method for integral planning of electrical power systems prepared by the CFE.
- Estimating procedures of investments for hydroelectric projects, for various capacity alternatives.
- Progress of the study on electrical interconnection in Central American Isthmus-National systems.

Conclusions

According to ECLA's preliminary estimates, the up-dated total cost of the program to add lines and substations for the interconnection





of the electrical system in the Isthmus, would amount to US dollars 214 million for alternative B – interconnection with integrated supply and US dollars 229 million for alternative C – independent supply. The cost of independent development of the systems would be US dollars 145 million in actual value. Thus, the cost due to the interconnection of transmission systems would be US dollars 69 million for alternative C, in excess of independent development.

It should be noted that cost difference between alternatives is due principally to changes in priority for the addition of hydroelectric stations. (For instance, the Gopalar – Managua line would be installed within alternative C in 1984, while it would be installed in 1990 under alternative B.)

Naturally, these results depend on a series of elements which are not well-defined at present (demand, hydroelectric development programs, energy transfers, etc.). However, it is considered that the main object of the study has been reached by testing an acceptable methodology to determine the characteristics, and estimate

an order of magnitude, for the cost of an additional network which would be required by the electrical interconnection between the countries of the Central American Isthmus (Source: CCE/SC. 5/GRIE/IV/7)

Diagrama No. 7 y 8

- 2.6 Concept and evolution of international interconnections in the Caribbean Region.

Before concluding, a reference should be made to the insular countries of this area.

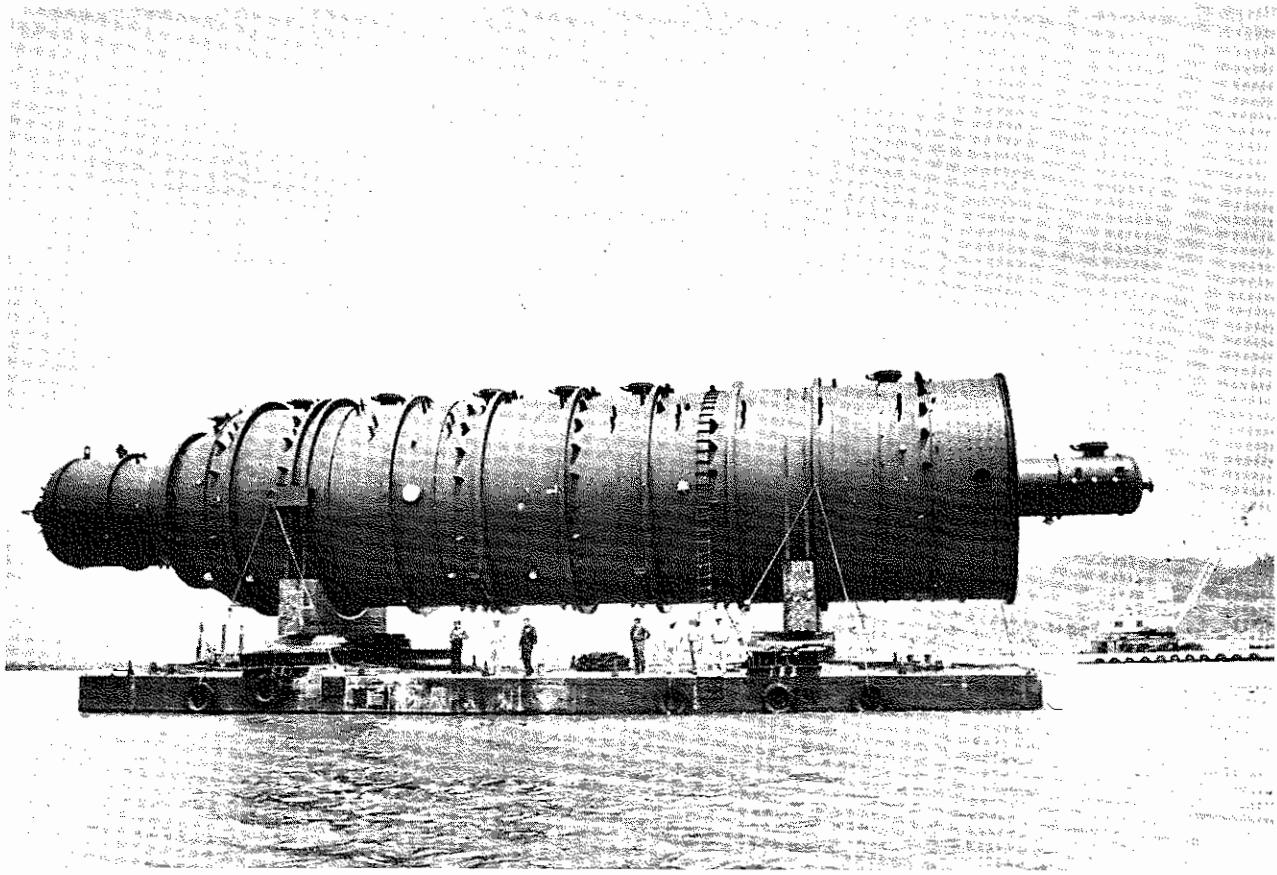
Apart from the cases where countries share the same island, as with Haiti and Dominican Republic, the possibility of international interconnections are for the moment rather remote, given that they would have to be made by underwater cable. This type of interconnection is very costly and requires special technology. The systems to be interconnected would have to be of high installed power in order to be economical (e.g. Great Britain and France across the Straights of Dover, NORDEL and UCPTE across the Straights of Copenhagen, etc). which presumably would be difficult to justify in the near future.



V JORNADAS TECNICAS DE PETROLEO

ACTA FINAL

Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo



El análisis de los aspectos más importantes que inciden en el desarrollo de la industria petrolera nacional, así como la reiteración sobre el rol que le corresponde a los cuerpos colegiados profesionales respecto a la problemática petrolera del país, fueron los objetivos desarrollados por las V Jornadas Técnicas del Petróleo, que se celebraron entre el 29 de junio y el 2 de julio recién pasados en Caracas, bajo la organización de la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo (SVIP).

El evento, al que concurrieron más de 400 participantes, contó con los auspicios del Colegio de Ingenieros de Venezuela, además de la colaboración del Ministerio de Energía y Minas y de "Petróleos de Venezuela S. A." (PETROVEN) y sus empresas filiales.

El temario desarrollado por estas V Jornadas abarcó siete aspectos básicos dentro de la estructuración de la actual política petrolera venezolana. Complementariamente, se dictaron conferencias relacionadas con aspectos de política general hidrocarburífera y energética y se organizaron foros sobre las materias tratadas.

Al respecto, nuestra presente edición ofrece una breve reseña sobre cada uno de estos temas, en razón de su connotación técnica y por la importancia orientadora que los mismos revisten frente a la problemática hidrocarburífera latinoamericana.

OBJETIVOS

Tanto los objetivos como los alcances del evento fueron precisados claramente en los discursos de sus organizadores y auspiciadores.

A nombre de la SVIP, su presidente, el ingeniero Ricardo Corrie, destacó la actitud vigilante de los cuerpos colegiados frente a decisiones y acciones técnicas "que por la naturaleza comercial de la industria, podrían ser ventajosas a corto plazo pero, a la vez, desventajosas a más largo plazo".

zo". Con ello significó que en esta etapa de transición que vive Venezuela, tras el paso de la nacionalización del petróleo, "hay decisiones técnicas de gran trascendencia que son difíciles de revesar o desviar, una vez iniciada la acción correspondiente."

Por su parte, el presidente de PETROVEN, general Alfonso Ravard, hizo un balance de las actividades emprendidas y de los resultados obtenidos por la industria petrolera nacional en el primer semestre de 1977, a través de todas las etapas de la industria petrolera estatal. Destacó la diversificación que han alcanzado los mercados venezolanos, señalando que durante este período el 23 por ciento de las exportaciones totales han ido a más de 50 clientes no tradicionales. Esto —dijo— representa un gran esfuerzo de capacitación por parte de las tres empresas filiales (LAGOVEN, MARAVEN y CVP) que realizan tareas de comercialización internacional.

El presidente de las V Jornadas, ingeniero José Gregorio Páez, se refirió en su discurso de clausura, principalmente, al nuevo esquema con que se había enfocado esta reunión técnica: "Un balance, una revisión de lo sucedido en el primer año que tenía en operación la industria petrolera nacionalizada". Precisó que de las recomendaciones emanadas de la asamblea acerca de cada una de las fases de la industria, tal vez la más polémica, pero sobre la cual se logró, finalmente, apoyo absoluto, fue la relacionada con la renovación de los contratos de tecnología que vencen este año.

El director general del Ministerio de Energía y Minas, Dr. Freddy Arocha, en representación del ministro del ramo, recalcó los esfuerzos que realiza el país por disponer de mayor tecnología. Al respecto, señaló que el gobierno aspira a desarrollar un mecanismo de transferencia tecnológica "que cree una interrelación fuída entre quien la ofrece y el que la recibe, en especial teniendo en cuenta que Venezuela ha sido y continúa siendo un campo fértil para el desarrollo de nuevas tecnologías, por la variedad de nuestros crudos y la gran madurez de nuestra industria". Asimismo, esbozó los principales lineamientos de política energética general y en los principales rubros de la industria petrolera desde su nacionalización:

VENZUELA único accionista de su industria petrolera

"Por delegación del señor Ministro de Energía y Minas, quien hace pocos momentos regresó al país, luego de acompañar al señor Presidente de la República en su viaje a los Estados Unidos de América, me es sumamente grato concurrir nuevamente ante ustedes en este acto final del evento para clausurar cuatro días intensos de deliberación y análisis sobre los aspectos más resaltantes de la Industria Petrolera. Eventos como éste, que representan un alto en la jornada normal de operación, sirven, además de permitir el intercambio y el reencuentro personal, para reflexionar y conocer otros problemas que aun cuando no están directamente relacionados con nuestra labor en particular, tienen sin embargo, una vinculación trascendente con ésta.

Estas V Jornadas vienen a constituir las prime-

ras que realiza la Sociedad Venezolana de Ingenieros de Petróleo en este nuevo curso de nuestra industria, que ha pasado a tener como único accionista a la República de Venezuela.

Esta primera etapa de nacionalización de la Industria Petrolera, que ha transcurrido dentro de la eficiencia que ese accionista deseaba y aspiraba, ha reclamado esfuerzos adicionales de los profesionales que a ella contribuyen, y en especial de los ingenieros de petróleo. Esos esfuerzos, estoy seguro, han restado tiempo para preparar la cantidad de trabajos técnicos que anteriormente se han presentado en otras jornadas.

Igualmente, la consideración de la seria responsabilidad de concurrir por primera vez después

de nacionalizar la industria, a un acto público de esta naturaleza, donde se iban a considerar realizaciones y objetivos de transcendental interés para el país, ha hecho que los temas escogidos para presentar requirieran de un mayor estudio y preparación.

Por estas razones, resulta natural que la preparación de estas V Jornadas estuvieran signadas por mayores dificultades o inconvenientes que las realizadas anteriormente.

Pero afortunadamente al mismo tiempo, ello ha permitido que los temas presentados hayan tenido el amplio e interesante debate que ellos se merecen.

El interés colectivo que informa a la actividad petrolera y la amplitud del temario programado para las jornadas, han determinado que conjuntamente en el tratamiento técnico de los trabajos presentados, hayan concurrido las consideraciones de orden político en torno a las mismas.

En este sentido es de destacar que el problema petrolero dentro del contexto energético internacional es el tema de mayores debates y preocupación por parte de los países del mundo y sus gobernantes. Los distintos estudios realizados a nivel mundial sobre la demanda de energía a mediano y largo plazo, plantean como conclusión que la era del petróleo está pronta a terminar y no porque el petróleo deje de ser la fuente más apreciada o que se presenten alternativas más favorables para su reemplazo, sino porque desafortunadamente estamos en presencia de un recurso no renovable y limitado que no le permite abastecer los requerimientos crecientes de su demanda. Lo anterior significa que junto al petróleo surgirán nuevas fuentes que complementarán un marco energético donde éste pueda ser sustituido para que se le continúe reservando su utilización en labores más nobles o de más difícil sustitución, como la petroquímica y el transporte.

Conscientes de que el mundo moderno tiene sustentada su vida social y económica en el petróleo, el cual atiende más del 50 % de la demanda mundial de energía, se plantea a los técnicos la obligación de explotar los yacimientos hasta el último barril disponible en el subsuelo, lo cual requiere la presencia de nuevas tecnologías para una industria que precisamente los ha tenido como base de continua superación. El Gobierno Nacional aspira desarrollar en el país un mecanismo de transferencia tecnológica que cree una interrelación fluida entre quien la ofrece y el que la recibe, en especial teniendo en cuenta que Venezuela ha sido y continua siendo un campo fértil para el desarrollo de nuevas tecnologías por la variedad de nuestros crudos y la gran madurez de nuestra industria.

La creación del Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo, el propio 10. de enero de 1976, reafirmó la disposición del Gobierno Nacional de que nuestra industria petrolera disminuya su depen-

dencia tecnológica del extranjero en el menor tiempo posible.

El marco del mundo actual es el de un mundo signado por la interdependencia. No existe país alguno, desarrollado o no, que pueda proclamarse autosuficiente en el campo tecnológico, y dentro de esta situación las transferencias de tecnología desarrolladas en otras naciones, sea de origen público o privado, deben ser negociadas o contratadas para su obtención. Lo ideal sería que tuviésemos un suficiente desarrollo tecnológico que nos asegurase la mayor independencia posible en este campo, pero mientras ello no se logre, necesariamente habrá que celebrar los acuerdos requeridos para obtenerla, entre tanto, deberemos realizar en el propio país esfuerzos sin desmayo, para disponer de mayor tecnología propia que nos proporcione, no sólo una menor dependencia, sino que sirva a la vez para darnos un mayor poder de negociación que conduzca a mejores condiciones en los acuerdos destinados a cubrir el déficit tecnológico.

Por ello, no resta méritos a la nacionalización petrolera en Venezuela la existencia o duración de los contratos de apoyo tecnológico. Porque tal apoyo puede y debe ser disminuido paulatinamente en la medida en que madure y se consolide nuestro hasta ahora escaso desarrollo tecnológico; ello no quita desde luego, que sea provechoso para la Industria Petrolera, y por ende para el país, el que dicha industria utilice la mejor tecnología que exista en el extranjero con el fin de mantener o mejorar la eficiencia de la explotación de nuestro primer recurso. Absurdo sería ignorar que la tecnología de que estamos hablando proviene de calificados centros de investigación, los cuales disponen de amplios recursos materiales y humanos dedicados a la investigación y desarrollo.

Cabe señalar que la situación de la industria de refinación en el país en cuanto a la experiencia de sus recursos humanos, indica que el promedio de años de graduado de los 22 ingenieros químicos que prestan servicios en el grupo de Ingeniería de Proceso de la refinería de Amuay es sólo de 2,5 años, cifra ésta algo superior a la existente para el comienzo de la nacionalización, pero todavía insuficiente para alcanzar la profundidad requerida en la investigación y desarrollo de esta área.

En cuanto a las futuras necesidades de apoyo tecnológico, debemos tener presente que los años por venir traerán nuevos y complejos retos para la Industria Petrolera venezolana, la exploración y producción en áreas costa afuera, la explotación y refinación de crudos pesados, etc. son tareas de primera importancia para dicha industria. Debemos atacar esas tareas con la mejor tecnología disponible, propia o extranjera, de lo contrario estaríamos dejando de lado algo que nunca deberíamos dejar: la búsqueda constante de una explotación óptima y más eficiente de nuestro primer recurso. Por todo ello

puedo afirmar que los convenios de asistencia tecnológica, en ningún caso desnaturalizan o mediatisan la nacionalización integral de la industria petrolera ocurrida en Venezuela, sino que obedecen a un cuidadoso, objetivo y responsable análisis de nuestra realidad petrolera y de nuestro propio desarrollo tecnológico.

El buen uso que hagamos de ellos, las mejoras que se logren incorporar a los mismos, servirán entonces para crear la fluidez de la transferencia tecnológica a la que me refería anteriormente.

Los más altos intereses nacionales han guiado la actuación de quienes tomaron las decisiones fundamentales en la nacionalización de la industria petrolera y en los compromisos que fue necesario suscribir para asegurar la continuidad eficiente.

Debemos entender que vivimos un proceso dinámico que debe ser de mejoramiento en todos sus aspectos, por lo cual la experiencia y la constante evaluación de los hechos nos permitirá introducir las modificaciones en el curso de la actividad para obtener mejores resultados, considerando todos los factores que el interés del país indique que deben atenderse y protegerse. En este sentido estimo que merece recogerse la preocupación expresada en estas jorandas sobre la atención que debe prestarse a las firmas nacionales de consulta técnica y las empresas de servicios.

Es evidente que para obtener resultados claros y satisfactorios en esta materia de la tecnología se requiere disponer de una adecuada planificación que enmarque una eficiente actividad de la industria petrolera dentro de la planificación económica del país y en particular del sector energético.

En Venezuela en los últimos años se ha enfrentado el problema energético globalmente, pues anteriormente los distintos subsectores energéticos como petróleo, gas, electricidad, carbón, se les daba un tratamiento parcial, por lo que las medidas que se tomaban eran aisladas e incompatibles en muchos casos, con el desarrollo de otro sub-sector. La llamada crisis energética mundial fue determinante para que se diera esta nueva orientación global e integral al problema energético, sobre todo en nuestro país en su condición de país petrolero, especialmente en lo que se refiere a la producción de petróleo y gas, que a su vez condiciona, los distintos usos energéticos nacionales.

Se decidió nacionalizar la industria petrolera con ocasión de los estudios efectuados por la Comisión Presidencial nombrada a tal efecto, y se creó al mismo tiempo una corriente única de opinión que enfrentaría la determinación de una política de la energía en Venezuela, clara, definida, detallada y acorde con las decisiones que se estaban produciendo en materia de hidrocarburos. Así es como surgen los primeros postulados y lineamientos básicos de la polí-

tica energética.

Las acciones del Estado Venezolano en esta materia se han orientado hacia el indiscutible principio básico conservacionista, que ha orientado a su vez los otros lineamientos, y que se puede enunciar en los siguientes términos:

Aplicar al máximo una política conservacionista de nuestras riquezas naturales no renovables, lo que implica no sólo mantener en estado natural la mayor cuantía posible de los mismos, sino también explotarlas racionalmente, optimizando sus beneficios económicos y sociales. Esto es especialmente necesario en el caso del petróleo, que debe suplir en el próximo futuro los recursos económicos y financieros indispensables para el desarrollo del país".

Este postulado orientó la concepción de lineamientos específicos orientados a la producción de hidrocarburos, las exportaciones del petróleo, la producción y el consumo interno de energía y las reservas energéticas del país.

Los lineamientos en cuanto a exploración se refieren al establecimiento de programas especiales y extraordinarios con el fin de incrementar las reservas convencionales de petróleo y desarrollar al mismo tiempo métodos técnico-económicos adecuados para la explotación de crudos pesados no convencionales.

Los programas especiales contarán con inversiones que permitirán maximizar el monto de las reservas probadas, las cuales asegurarán volúmenes mayores de recursos con los que contará el país para mantener su poder negociador en el escenario petrolero internacional.

Nuestra política conservacionista ha permitido mejorar la relación reservas producción a un valor de 20 a 1, con lo cual se logra una producción más eficiente y el agotamiento menos acelerado de nuestros yacimientos. El sostenimiento de esta relación óptima exige la incorporación anual de reservas del orden de los 800 millones de barriles, para cuyo logro se nos presentan tres alternativas que de ninguna manera son excluyentes entre sí:

1. *Nuevas reservas en áreas actualmente asignadas a las operadoras de Petróleos de Venezuela, lo cual exigirá mayor intensificación de la exploración sismica en detalle y la exploración con taladro a mayores profundidades.*
2. *Nuevos descubrimientos en áreas no asignadas y las cuales sólo han sido evaluadas hasta ahora con levantamientos geofísicos.*
3. *Reservas adicionales a las ya probadas, mejorando las técnicas de recuperación secundaria y terciaria, tomando en cuenta que cada 1 o/o de incremento en el factor de recobro que se*

logre antes del año 2.000 equivaldría a la incorporación en ese lapso de tiempo de 100 millones de barriles por año. De aquí la importancia que representa la reactivación de los campos marginales, en los cuales podremos iniciar las investigaciones que nos permitan desarrollar los métodos de recuperación para lograr esta mejora.

En cuanto a los crudos pesados no convencionales, se intensificarán las actividades de evaluación, tales como la exploración geofísica, la perforación de pozos estratigráficos, la realización de pruebas de producción y se llevarán adelante los proyectos que permitirán determinar el proceso comercial más apropiado para su mejoramiento.

Asimismo en relación a las reservas de gas se deberá comenzar a implementar programas de exploración para gas libre, de tal manera que podamos precisar su magnitud en orden de analizar su incorporación a las exigencias energéticas del país. En lo que respecta al carbón y al uranio se intensificarán los programas de exploración y evaluación de tan importantes recursos. Es de señalar que las reservas estimadas de carbón para las minas de Naricual en Anzoátegui son de unos 30 millones de toneladas y para las minas del Guasare en el Zulia, esta cifra se magnifica en 50 veces, o sea, 1.500 millones de toneladas.

Por otra parte, se acordó reducir la producción de petróleo y gas a fin de que la explotación eficiente de los mismos prolongue su existencia el mayor tiempo posible, y financie al mismo tiempo, la construcción de una economía autónoma e independiente.

Los lineamientos en cuanto a exportaciones de petróleo favorecen la colocación de crudos pesados y derivados livianos en el mercado, lo cual permitirá la conservación de los petróleos livianos cuyas reservas se agotan aceleradamente, a la vez que se logra la incorporación de una nueva tecnología y la multiplicación de los procesos de transformación que permiten aumentar el universo de productos, que exige el mercado de exportación.

El incremento en la venta de químicos derivados del petróleo o de otros renglones productivos que utilicen petróleo o el gas como materia prima, permitirá el desarrollo de una industria petroquímica que genere mayores ingresos con la venta de sus productos, disminuyéndose entonces el ritmo de extracción de petróleos convencionales, puesto que el ingreso generado por la venta de productos petroquímicos, mantendrá el equilibrio en los ingresos fiscales. En este sentido es de observar que próximamente será sancionada la ley que convierte al Instituto Venezolano de Petroquímica en una sociedad mercantil y le otorgue el ejercicio de la actividad petroquímica Petróleos de Venezuela.

Los planteamientos anteriores implican una

mayor industrialización del crudo en el país y la mayor valorización de nuestros productos en el mercado internacional, y en cuanto al gas, requiere la orientación de su uso hacia actividades de transformación que generen mayor valor agregado nacional, a la vez que le siga dando los usos necesarios en la industria petrolera y siderúrgica.

La producción de energía primaria en Venezuela está por encima de los 500.000 barriles diarios de petróleo equivalente y de acuerdo a datos disponibles para 1975, proviene en un 85 o/o de petróleo y gas, 12 o/o de recursos hidráulicos para la generación eléctrica y un 2 o/o del carbón y otros combustibles vegetales.

El consumo se distribuye principalmente entre el propio sector energético que utiliza un 22 o/o, entre pérdidas y otros ajustes un 18 o/o, lo cual significa para el consumidor final el 60 o/o restante.

Si analizamos como se reparte su utilización dentro de los consumidores finales, nos encontramos que el sector transporte consume el 46 o/o, el sector industria el 40 o/o, el sector residencial y sus servicios, 13 o/o y otros, 1 o/o.

La tasa histórica de crecimiento del consumo en el período 65-75 fue de un 7 o/o promedio interanual, la cual al ser proyectada al año 2.000 nos señala una demanda de energía en Venezuela para esa fecha, del orden de unos dos millones cuatrocientos mil barriles diarios de petróleo equivalente.

Las cifras anteriores nos permiten llegar a las siguientes conclusiones:

1. Es necesario incorporar nuevas fuentes a la estructura energética del país, a objeto de disminuir su peso abrumador sobre el petróleo y el gas, cuyos requerimientos en el mercado interno habrían de quintuplicarse para el año 2.000, de continuar la situación existente.
2. El consumo de derivados con destino al transporte y la industria, debe canalizarse de acuerdo con el diseño de una política industrial, particularmente la automotriz, de manera que racione el consumo de combustible en el país, sobre todo debido al peso que representa el consumo de gasolina para los automotores. Asimismo, se impone la implementación de medios masivos de transporte colectivo y de carga, como el metro y el ferrocarril.
3. Resulta indispensable maximizar el aprovechamiento de los recursos hidráulicos para generación eléctrica cuyo potencial se ha estimado en más de 700.000 barriles diarios de petróleo equivalente, por tal motivo se le ha dado prioridad a la ampliación del Guri, se planifica la utilización del caudal de los ríos aprovechables en el país, se estudia la incorporación al mismo tiempo de las plantas hidroeléctricas en pro-

yectos de uso múltiple y se realizan estudios para conocer las posibilidades de utilización de las centrales hidroeléctricas pequeñas para satisfacer las necesidades de la región adyacente.

4. Se plantea la necesidad de incorporar el carbón como fuente térmica, y en este respecto es de destacar que ya Corpozulia adelanta planes y proyectos para que dentro de sus actividades carboníferas y siderúrgicas, se utilice dicho recurso natural en la generación de energía a través de centrales termoeléctricas, necesarias para atender los requerimientos del desarrollo de la región.
5. Por último se ha considerado conveniente evaluar las posibilidades de utilización de la energía nuclear como fuente de generación eléctrica, dentro de la concepción del uso pacífico del átomo, sin embargo, cualquier decisión a este respecto requerirá previamente la cuantificación de nuestros recursos radioactivos, para no caer en la paradoja de convertirnos en importadores de energía cuando el país dispone de otros recursos sustitutivos.

Quisiera referirme finalmente a las modificaciones institucionales habidas recientemente dentro de la organización de la administración central en relación al sector energía. Al nuevo Ministerio de Energía y Minas se le asigna de acuerdo a la Ley Orgánica de Administración Central, la planificación y realización de todas las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de Minas, Hidrocarburos y Energía general, ello significa que tiene la responsabilidad de todo lo relativo al desarrollo, aprovechamiento y control de los recursos naturales no renovables y de otros recursos energéticos, así como de las industrias minera, petrolera y petroquímica.

Asimismo, tiene la responsabilidad de fijar y e-

jecutar la política de investigación y conservación de los recursos energéticos y de las industrias antes citadas, así como la planificación, control, fiscalización de la producción, distribución y consumo de los mismos.

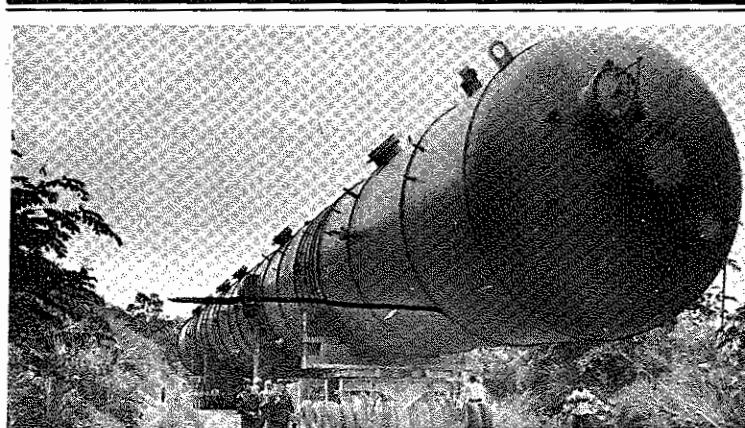
Esto significa que se ha dado un paso firme en el objetivo de concentrar las políticas sectoriales en un solo organismouctor, que con la asistencia de todos los sectores que participan en el campo de la energía podrá concebir y administrar la política energética global que este Despacho está empeñado en diseñar.

Asimismo, el uso más eficiente de los recursos humanos y financieros del Estado deberán conformar el cuadro apropiado para el desarrollo de una política de conservación de energía, donde su uso racional sea la forma de conducta del venezolano.

La importancia de este Foro, la oportunidad en que él se realiza, y el deseo del Ejecutivo Nacional de informar en todo momento a los sectores representativos del país, acerca de los lineamientos de su política energética en general, y petrolera en particular, me han llevado a ser extenso en esta oportunidad.

El Ejecutivo Nacional, satisfecho de los resultados obtenidos en estos primeros dieciocho meses de la Industria Petrolera nacionalizada, ciertamente optimista del futuro de la misma, reconoce en ustedes, los técnicos que han hecho posible ese proceso, el baluarte indispensable de ese optimismo.

Las deliberaciones de estas V Jornadas, la amplitud del debate sobre los temas presentados, los planteamientos, a veces controversiales, que se suscitaron a lo largo de ellas, indica el deseo sincero de ustedes de contribuir con sus conocimientos profesionales, a que nuestra industria nacionalizada se acerque cada día más al límite de perfección que todos deseamos, para el mayor beneficio de nuestro país."



temario de las V jornadas de petróleo

Sobre la base de los siete trabajos discutidos en el evento, presentamos una breve reseña de cada uno, así como las conclusiones y recomendaciones emanadas de los mismos.

De manera significativa, destacamos íntegramente el trabajo elaborado por los ingenieros Gustavo Machado S. y Alberto Finol sobre "Simulación Numérica de Yacimientos de Hidrocarburos en Venezuela", como temática de vigente actualidad dentro del proceso de investigación técnica que se desarrolla en varios países latinoamericanos.

SITUACION ACTUAL Y PROYECTO DE BASES PARA UNA POLITICA TECNOLOGICA NACIONAL EN PETROLEO Y PETROQUIMICA.

TEMA: TECNOLOGIA

Moderador: José Gregorio Páez

Autores: Evaran Romero, Coordinador
Mauricio Tedeschi
J. A. Gil Yépez
Leonel Pirela

El propósito de este trabajo es ofrecer a la discusión de la audiencia de las V Jornadas de Petróleo un documento donde se resumen los aspectos de mayor relevancia de la dependencia tecnológica que posee nuestra industria, las exigencias de tecnología que demandará su futuro desarrollo, el apoyo que se recibe del exterior y los esfuerzos que se están haciendo para reducir y diversificar la dependencia actual a niveles más razonables que permitan una mayor autonomía de acción en la selección y compra de la tecnología.

El trabajo base de esta Comisión se inicia con una descripción de las necesidades tecnológicas que se ha detectado y requiere cada una de las fases principales de nuestra industria, así como las exigencias tecnológicas que demandarían los grandes proyectos futuros de la industria: la plataforma continental, la perforación profunda del Cretáceo, los yacimientos en avanzado estado de agotamiento, la Faja Petrolífera del Orinoco, el procesamiento y mejoramiento de los crudos pesados, etc. Estas consideraciones fueron fundamentadas en las conclusiones del Diagnóstico de Transferencia Tecnológica del INVEPET (abril, 1975).

Se ofrece igualmente una panorámica de la diversas fuentes que utiliza nuestra industria para satisfacer sus necesidades tecnológicas; se describe la fuente de más acentuada utilización por la industria venezolana: las casas matrices de las petroleras internacionales y las empresas internacionales de servicios. De igual forma se detallan los recursos profesionales con que cuenta la propia industria operativa y el INTEVEP, como centro de investigación de la industria nacional. En el análisis de las fuentes, se pasa revista a la capacidad nacional en las universidades, Ministerio de Energía y Minas y empresas de ingeniería, consultoría y servicios.

También se habla de los convenios de asistencia tecnológica que 8 de las actuales 14 filiales de PDVSA tienen suscritos con empresas petroleras internacionales. Los convenios se han enfocado desde el punto de vista de su aporte a la satisfacción de las necesidades de apoyo técnico que ha tenido la industria pos-nacionalización.

Finalmente, la ponencia recomienda un proyecto de bases para una política tecnológica nacional que permita la utilización armoniosa y concurrente de las diversas fuentes de tecnología, especialmente las existentes en el país. Las premisas que esta propuesta utiliza han sido el producto del análisis de los aspectos señalados en los capítulos anteriores y la necesidad urgente de aunar los escasos recursos nacionales hacia una meta común de reducir la vulnerabilidad de nuestra industria por su fuerte dependencia actual a fuentes foráneas de tecnología.

Conclusiones:

1. El desarrollo de una capacidad propia para la conducción de investigación y soporte tecnológico.

lógico es el único medio de reducir nuestra actual dependencia tecnológica a niveles más razonables. La creación y puesta en marcha del INTEVEP representa un paso muy importante de avance en este sentido.

2. Los convenios de asistencia técnica han sido necesarios para mantener la continuidad y eficiencia operativa necesaria de la industria petrolera nacionalizada.
3. Los convenios de asistencia técnica requieren de una revisión para adaptarlos a las condiciones operativas, planes de desarrollo y plantel profesional y técnico de la empresa petrolera operadora contratante de dicho servicio.
4. La fórmula de compensación de los convenios de asistencia técnica deberá ser modificada, ya que al basarse en la unidad de producción y/o refinación puede conducir a un pago por un servicio no recibido, pagos repetidos y a un mayor facilismo tecnológico por un uso excesivo. Esto último, podría a su vez conducir a una mayor y prolongada dependencia de una sola fuente, con la subsecuente inhibición del desarrollo de recursos propios y la no búsqueda de fuentes alternas.
5. En el trabajo de tecnología no se cubrieron aspectos sobre petroquímica por no estar planteados en las V Jornadas.

Recomendaciones:

1. Cancelar aquellos convenios de asistencia técnica que se venzan este año.
2. Revisar los otros convenios para adecuarlos a las condiciones operativas de cada empresa, en especial: I) se debe negociar una fórmula de compensación con una base diferente al pago fijo por la unidad de producción y/o refinación; II) eliminar restricciones de confidencialidad y de divulgación de informaciones entre las empresas de Petróleos de Venezuela, S.A., incluyendo el INTEVEP.
3. Apoyar la acción del INTEVEP como medio indispensable para una disminución de la dependencia tecnológica de la industria petrolera nacionalizada.
4. El INTEVEP deberá utilizar de una manera racional todos los recursos tecnológicos existentes en el país (universidades, compañías de asesoría y servicio, empresas operadoras, etc.) para establecer la estrategia fundamental a seguir a largo plazo, para minimizar nuestra dependencia tecnológica.

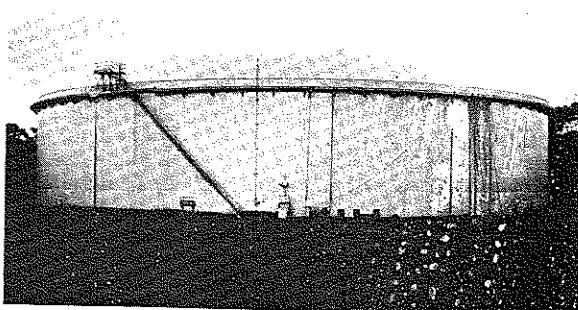
EXPLORACION

| | |
|-------------|---|
| TEMA: | EXPLORACION |
| Presidente: | Manuel Alayeto |
| Relator: | Arévalo G. Reyes |
| Autores: | Geo. Francisco J. Gutierrez Geo. José G. Méndez Z. Geo. Enrique Vásquez |

El trabajo ofrece un análisis de la situación exploratoria actual y de los hechos que precedieron a la nacionalización de la industria desde 1960. Se presentan los hechos y se sugieren alternativas para conformar una política integral que conduzca a resolver los problemas esenciales que presenta la industria nacionalizada.

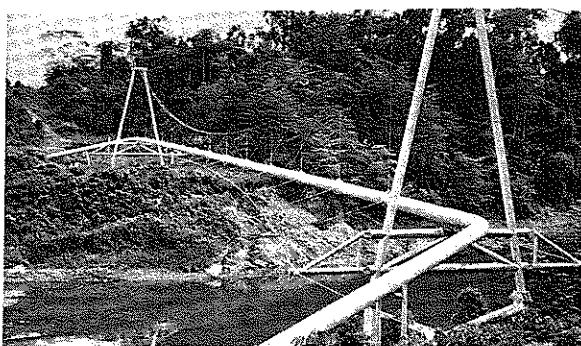
Conclusiones

1. Conocimiento del potencial disponible y estimado de las provincias hidrocarburíferas tradicionales y de áreas nuevas.
2. Limitaciones relacionadas con las características de nuestros hidrocarburos y con los recursos disponibles para la exploración.
3. Desarrollo de la exploración en armonía con las demás actividades de la industria y orientada hacia el interés nacional.
4. La exploración es una actividad que puede y debe ser realizada por venezolanos. Solamente en áreas de especialización se requiere asesoramiento de empresas y profesionales extranjeros de experiencia.
5. La actividad exploratoria no debe estar orientada a resolver situaciones particulares de las empresas operadoras ni a explorar para descartar áreas sin objetivos definidos y sin el pleno conocimiento de las características geológicas.



Recomendaciones

1. Orientar el esfuerzo exploratorio a fin de mejorar la relación reservas producción según los lineamientos que dicte el Ejecutivo Nacional.
2. Solicitar del Ejecutivo Nacional una definición de política respecto a las áreas prospectivas del país, la cual establecerá un orden de prioridades en relación a dichas áreas. Petróleos de Venezuela, S.A. deberá presentar, en base a los lineamientos del Ejecutivo Nacional, un programa integral de trabajo.
3. Que las empresas operadoras evalúen exhaustivamente las áreas geográficas determinadas y al mismo tiempo, que el Ejecutivo Nacional permita a Petróleos de Venezuela, S.A. tomar las medidas para explorar con el taladro las áreas libres prospectivas, sin que ello implique su explotación inmediata.
4. Continuar la evaluación de la Faja Petrolífera del Orinoco y el Estudio de las tecnologías de producción y mejoramiento que conduzcan a su oportuno desarrollo a fin de que se cuente con el eventual reemplazo de las reservas de crudos livianos.
5. Evaluar exhaustivamente la información existente en áreas estratégicas con el fin de proceder a su exploración por el taladro en la oportunidad en que el Ejecutivo Nacional lo considere conveniente.
6. Proceder a la cuantificación de las reservas de gas libre, aún cuando será necesario una racionalización de los precios antes de proceder a su explotación.
7. Que el Ejecutivo Nacional de el máximo apoyo a los institutos nacionales de investigación básica y aplicada a fin de desarrollar en el país la tecnología apropiada y los recursos humanos necesarios para la exploración de las áreas prospectivas del territorio nacional.
8. Que el trabajo de exploración sea entregado a la S.V.I.P., a la S.V.G. y al C.I.V. para que una vez analizado por dichas organizaciones, sean



enviadas sus recomendaciones al Ejecutivo Nacional.

EL GAS NATURAL EN VENEZUELA EVALUACION Y PERSPECTIVAS

TEMA: INDUSTRIALIZACION DEL GAS

Presidente: Ing. Juan Blyde

Autores: Ing. Rodrigo Villalba
Ing. Nelson Hernández
Ing. Pedro V. Silva Martorano
Ing. Rafael Mena
Ing. Andrés Yepez

En los últimos años el gas natural ha adquirido un lugar de primerísima importancia al convertirse de recurso abundante de poco valor y uso esencialmente energético, en materia prima de elevado potencial petroquímico y siderúrgico.

El país enfrenta la necesidad de sustituir el esquema tradicional de utilización de este valioso recurso, como consecuencia de las limitadas reservas y disponibilidades existentes, lo cual exige a su vez la optimización de su aprovechamiento. Ello plantea una posible reducción y, en algunos casos, la eliminación del gas para ciertos usos, aún de recurrirse a la exploración y explotación del gas por gas.

El desarrollo de la industria del gas natural en Venezuela, si bien se perfila dentro de un cuadro de halagadoras perspectivas, requiere urgentes definiciones de ciertos aspectos cuya oportuna satisfacción le permitirá una adecuada estructuración y desarrollo, en base a criterios tecnológicos modernos y beneficios económicos razonables.

El trabajo incluye algunas consideraciones sobre las perspectivas de explotación del gas en el país, la necesidad de una cuantificación a corto plazo de las reservas de gas asociado y no asociado y de precisar su verdadera disponibilidad a largo plazo en diferentes áreas productoras, unido a las exigencias generales de calidad y tratamiento que será necesario prever para el futuro.

Se plantea igualmente el aspecto de la racionalización de la disponibilidad del gas y la necesidad de definir los usos prioritarios a los cuales debe destinarse, dentro de una política energética integrada que tome en cuenta aspectos económicos, ecológicos y sociales.

Por cuanto se considera que la industria del gas, además de mantener su eficiencia operativa, debe generar en todas sus fases, beneficios económicos razonables al igual que ingresos fiscales cómicos con los lineamientos de una sana política energética, se concluye en que existe la necesidad de una revisión y actualización de los criterios económicos en cuanto a

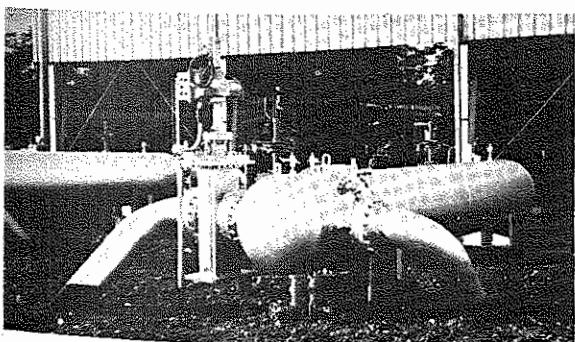
costos, precios, y valor del gas, así como de los elementos de estructuración del precio a nivel del productor y distribuidor.

Conclusiones:

1. *En Venezuela se perfila el gas como recurso energético de gran importancia e insumo petroquímico y siderúrgico en la obtención de productos de elevado valor agregado.*
2. *El desconocimiento de las verdaderas reservas de gas es un obstáculo para planificar a largo plazo.*
3. *De mantenerse una producción de petróleo de 2.2 millones de barriles diarios se vislumbra una declinación en la producción de gas asociado de mediano plazo, lo cual obligará a recurrir a las reservas de gas no-asociado y al gas conservado para atender regionalmente la demanda prevista.*
4. *En la explotación del gas deben tomarse en cuenta las exigencias de calidad, lo cual plantea la necesidad de someterlo a tratamientos de eliminación de CO₂ y compuestos de azufre a fin de resguardar el estado físico de las instalaciones, garantizar la protección a la salud y el ambiente y cumplir con los requerimientos de los usuarios.*

Recomendaciones:

- 1.- *Que se lleve a cabo una evaluación exhaustiva de nuestros recursos de gas asociado y libre.*
- 2.- *Mantener la política conservacionista de producción del gas natural.*
- 3.- *La utilización futura del gas natural debe estar orientada a aquellos proyectos de mayor conveniencia al desarrollo de la Nación.*
- 4.- *Revisar el precio de venta del gas para uso doméstico e industrial.*
- 5.- *Dentro de un marco que contemple la eficiencia operativa y la nacionalización de los usos, la estructura del precio del gas debe tomar en*



cuenta los costos de producción, manejo, tratamiento, transporte y su valor intrínseco, como valioso recurso energético no renovable, de modo que genere beneficios económicos razonables a nivel de productor y distribuidor e ingresos fiscales cónsenos con los lineamientos de una sana política energética nacional.

PROTECCION AMBIENTAL

TEMA: PROTECCION AMBIENTAL

Presidente: Ing. Ricardo Corrie

Coordinador: Edmundo M. Ojeda

Colaboradores: Jesús Alfredo Mayorca
Eduardo Betancourt
John Carroll
Luis Serpa

Se recogen las experiencias de un grupo de técnicos de la industria petrolera con varios años de participación activa en el Comité Inter-Compañías para la Conservación del Lago de Maracaibo, quienes aplican los conocimientos adquiridos en esas actividades para recomendar la posible estructuración de la organización de la industria petrolera nacional para la preservación del ambiente.

Recomendaciones

1. *Crear tres comités regionales, en adición al Comité del Lago de Maracaibo, de acuerdo con sus características de operación, con lo cual se tendrían los siguientes comités:*
 - a) Comité del Lago de Maracaibo
 - b) Comité de la Costa Norte
 - c) Comité de la Costa Oriental - Río Orinoco.
 - d) Comité de Operaciones Terrestres.
2. *Extender la actividad del Comité de Balance con organismos públicos y privados, así como la del Comité de Relaciones Públicas, para cubrir desde Caracas los asuntos relacionados con todo el ámbito nacional.*
3. *Crear un Comité Coordinador, el cual estará formado por los presidentes de cada Comité y presidido por un representante del Comité Central.*
4. *Se sugiere que, una vez constituidos, cada Comité Operacional presente al Comité Coordinador los siguientes recaudos:*
 - a) *Análisis de los principales factores que afectan o puedan afectar al ambiente en su respectiva área de operaciones.*
 - b) *Plan de Acción para 1977.*

- c) Presupuesto necesario para operar.
- 5. Cada Comité deberá elaborar un plan de contingencia general para su área a la mayor brevedad posible.
- 6. Cada nuevo comité deberá estudiar si es necesario o conveniente que se constituya una Asociación Civil, como la ya aprobada por el Comité Central, para el Lago de Maracaibo, o se extienda para todo el país.
- 7. Autorizar al Comité Coordinador para que establezca normas básicas en materia de conservación ambiental, las cuales serán de obligatorio cumplimiento por las operadoras.
- 8. Dejar abierta la posibilidad de incorporar al I.V.P. tanto al Comité del Lago de Maracaibo como al Comité de la Costa Norte.

EMPRESAS DE ASESORIA Y DE SERVICIOS

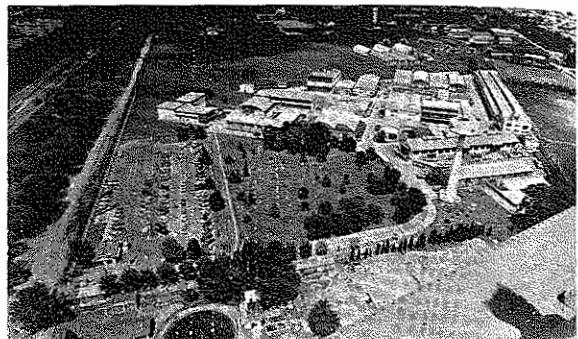
| | |
|-------------|--|
| TEMA: | EMPRESAS DE ASESORIA Y DE SERVICIOS |
| Presidente: | Ing. Edmundo Ojeda |
| Relatores: | Pedro A. Figueroa Julio E. Pabon |
| Autores: | Ing. Pedro A. Figueroa y Julio E. Pabon |

Complementa el que realizó la Comisión de Empresas de Servicios Técnicos Especializados en el Tercer Congreso Venezolano de Petróleo, el 8 de junio de 1974. Además analizó el rol que desempeñan las Empresas de Asesoría y de Servicios a nivel internacional y nacional. Los roles a nivel de industria petrolera que examina son: a) Optimización del uso de los recursos; b) Reducción de los costos de operación; c) Flexibilidad operativa; d) Transferencia de tecnología. Los roles a nivel de la economía del país son: a) Gran empleadora de recursos locales; b) Generadora de divisas al exportar bienes y servicios. En el caso de Venezuela, además a estas empresas se le imponen nuevos roles que son: a) Aplicar y/o desarrollar nuevas tecnologías para producir nuestros petróleos pesados; b) Tecnificar aun más la explotación de nuestros yacimientos para aumentar su recuperación final y c) Acelerar la transferencia de tecnologías independientes, para reducir nuestra dependencia del exterior. Igualmente se analizaron los dos factores más importantes que afectaron esta rama de la industria, después de la nacionalización, éstas fueron: la reducción en la producción petrolera y la implementación de los Convenios de Asistencia Técnica.

Se registra, mediante sumario, toda la legislación local y la del Pacto Andino que afecta el área de los servicios y se sugiere la implementación de la mis-

ma porque ella promueve la creación de las empresas nacionales de servicios. Se analizan los efectos negativos de los Decretos Nos. 1225 y 2166.

Se intentó medir la disposición de los directivos de las Empresas de Servicio Extranjeras, de los profesionales venezolanos que dan y los que reciben el servicio, los resultados reflejan una actitud positiva hacia la venezolanización de las Empresas de Servicio.



Conclusiones

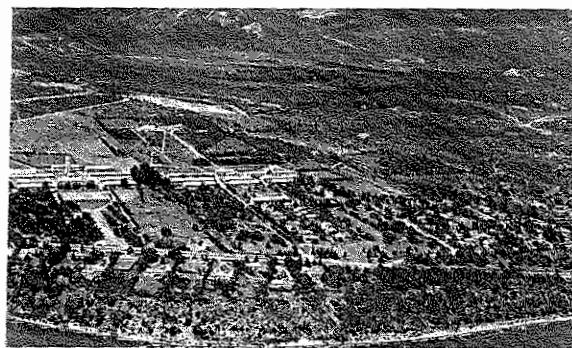
- 1.- Existen empresas privadas de Asesoría y de Servicios en el país, en cantidad y variedad que en buena proporción satisfacen los requerimientos de la industria petrolera.
- 2.- Una gran mayoría de estas empresas, son filiales o subsidiarias de las Empresas y Servicio multinacionales.
- 3.- Un reducido grupo de Empresas de Servicio venezolanas hace esfuerzos por incursionar en el mercado nacional del servicio, con escasos recursos tecnológicos y financieros.
- 4.- Es indudable el rol positivo que juega la industria privada de los servicios, en el desarrollo de la industria petrolera y del país y más aún si esta industria del servicio tuviera un contenido venezolano mayor.
- 5.- Las Empresas de Asesoría y de Servicios son uno de los más efectivos vehículos de transferencia tecnológica para el país.
- 6.- En razón de la gran dependencia tecnológica con el exterior en el área de los servicios y la necesidad de desarrollar nuestra propia industria nacionalizada, es imprescindible iniciar una estrategia que tienda a venezolanizar la industria del servicio.
- 7.- El desarrollo de la industria petrolera venezolana motiva a exportar, sus servicios en el ámbito latinoamericano.
- 8.- La reducción de los niveles de producción pe-

trolera después de la nacionalización ha tenido efectos relativos sobre la actividad de los Servicios.

- 9.- Los Convenios de Asistencia Técnica; han tenido efectos más fuertes y duraderos sobre las actividades de las empresas venezolanas de Asesoría.
 - 10.- El Decreto 1225 restringe la transferencia del capital accionario de las Empresas de Servicio multinacionales existentes en el país, hacia el inversionista privado nacional.
 - 11.- Existe una actitud positiva dentro de la industria hacia las Empresas privadas de Asesoría y de Servicios y sobre la mayor venezolanización de las mismas.
- Recomendaciones**
- 1.- Solicitar al Ejecutivo Nacional y a la industria petrolera una mayor utilización de los recursos nacionales, como son las Empresas de Asesoría y de Servicios Venezolanos, en las operaciones de nuestra industria nacionalizada.
 - 2.- Solicitar del Ejecutivo Nacional, a fin de no restringir la participación del inversionista privado nacional, en la industria del servicio, la modificación del Decreto 1225.
 - 3.- Sugerir la modificación de los Convenios de Asistencia Técnica, en aquellas áreas que negativamente afectan la utilización de los recursos nacionales.
 - 4.- Hacer extensivo los beneficios de los Convenios de Asistencia Técnica a las Universidades Nacionales y a las Empresas de Asesoría y Servicios nacionales.
 - 5.- Reducir nuestra dependencia tecnológica en el área de los servicios y mejorar el uso de recursos nacionales mediante una estrategia de venezolanización de los servicios, como resultado del estudio de una comisión de alto nivel nacional integrada por el Ministerio de Energía y Minas, Ministerio de Fomento, las Comisiones de Petróleo de Venezuela, Confederación de Trabajadores de Venezuela, CONICIT, INTEVEP y representantes de las Empresas de Asesoría y de Servicios.
 - 6.- Requerir el estricto cumplimiento del Artículo 15 del Decreto No. 2166 (Compre Venezolano) para frenar la adquisición de productos en el extranjero.
 - 7.- Que el Gobierno Nacional promueva el desarrollo de industrias de soporte a la actividad petrolera y con miras a acelerar el desarrollo industrial del país y la generación de tecnología pro-

pia.

- 8.- Implementar las recomendaciones de la Comisión de Empresas de Servicios Técnicos especializados del Tercer Congreso Venezolano de Petróleo.
- 9.- Que las Empresas de Asesoría y de Servicios tomen en cuenta las facilidades y ayudas que ofrece el CONICIT.
- 10.- Que las Empresas de Asesoría y de Servicios se asocien en Cámaras para defender sus intereses.
- 11.- Que se busquen los medios para que podamos fabricar lo que la industria petrolera importa, fomentando el desarrollo de la infraestructura petrolera.
- 12.- Señalar la conveniencia de que Petróleos de Venezuela consagre la participación directa de INTEVEP, como agente centralizador de la asistencia tecnológica.



RECURSOS HUMANOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

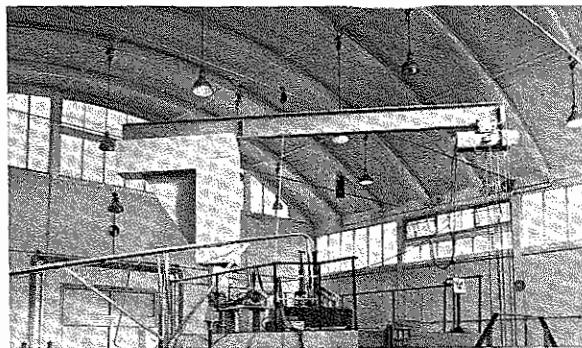
| TEMA - | RECURSOS HUMANOS |
|-------------|---|
| Presidente: | Ing. Rubén Caro |
| Relator: | Ing. Francisco Santamaría |
| Secretario: | Ing. Rolando López |
| Autores: | Francisco Santamaría (Coordinador) Rolando López Jesús Sanabria |

La utilización de la terminología Recursos Humanos ha creado grandes confusiones; por una parte se le interpreta como el ser humano en su concepción más amplia, entendiéndolo como sujeto y objeto del desarrollo integral de un país. Como sujeto, actuando en función creadora e innovadora en todas las actividades en que se desenvuelve, económicas, cultu-

rales, políticas, a través de dichas acciones produce cambios cuantitativos y cualitativos en las magnitudes de las mencionadas actividades y como objeto del desarrollo recibiendo en forma constante y acumulativa el producto social que él mismo ha generado, traducido en los aspectos materiales y espirituales.

Por otra parte, se interpreta a la terminología Recursos Humanos, como al ser humano considerado como factor de producción únicamente actuando como sujeto del proceso productivo económico; en este sentido se asimila a los recursos humanos con el factor trabajo, que actuando conjuntamente con otros factores productivos, estructuran las relaciones técnicas de producción.

En ambas concepciones, se consideran todos los elementos directos e indirectos que intervienen en la capacitación y formación del ser humano como sujeto del desarrollo en el logro de una mayor productividad que viene a constituir el elemento esencial en el proceso productivo. Por ello es necesario, lograr el aprovechamiento adecuado de los recursos humanos disponibles, todo ello enmarcado en la orientación que debe tener el ser humano como sujeto y objeto del desarrollo, con formación intelectual, conciencia del trabajo y una capacidad crítica y creadora con objetivos orientados a consagrar sus aptitudes y como cimientos a lograr un mejor nivel de vida y progreso del país.



Para lograr este aprovechamiento, es imprescindible llevar a cabo un estudio exhaustivo, un análisis pormenorizado de los recursos humanos actuales, indicando las características fundamentales de dichos recursos, sus especialidades, conocimientos y aptitudes. El resultado de este análisis previo señalaría el estado actual de nuestras disponibilidades de recursos humanos, indicaría claramente sus fallas cualitativas y sus deficiencias cuantitativas; lo cual es necesario conocer para implementar acciones, que tiendan a un mejor aprovechamiento de los recursos, así como su expansión.

Se señalan dos hechos:

1. Que una disponibilidad adecuada de Recursos Humanos es necesaria e imprescindible para llevar a cabo una política conveniente de desarrollo.

2. Que sin una planificación fundamentada en datos reales y fehacientes y con proyecciones científicamente logradas, es imposible abocarse al planteamiento de las acciones indispensables que conformen esa política de desarrollo.

Fundamentándose en esos dos hechos como premisas necesarias se divide el estudio de los Recursos Humanos en dos partes:

1. Análisis de los Recursos Humanos Actuales.
2. Planificación de los Recursos Humanos en función del desarrollo propuesto.

Con la primera parte se hace un análisis y diagnóstico de las cifras que representan la situación real de nuestras disponibilidades actuales de Recursos Humanos, su situación ocupacional y el perfil educativo actual y se establecen las clases fundamentales para una planificación adecuada que permita, por una parte, lograr conformar en el futuro inmediato un acervo de recursos humanos conveniente, y por la otra, proyectar su utilización de tal manera de lograr un ritmo acelerado de desarrollo.

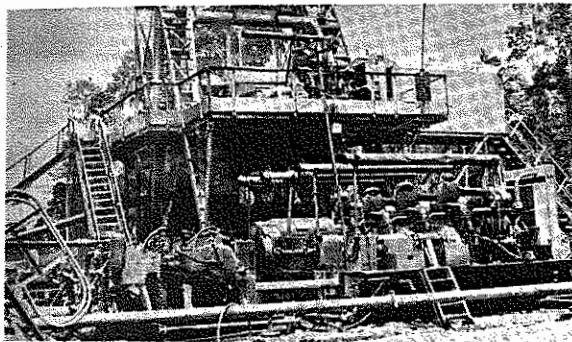
La segunda parte, referente a la planificación, es la parte más importante, no obstante, se considera que solamente a través de una planificación nacional integral y armónica de los organismos financiadores y formadores de Recursos Humanos, será posible lograr el desarrollo adecuado de dichos recursos humanos. Ello deberá involucrar la posibilidad de llevar a cabo una política que se oriente, fundamentada en los resultados del diagnóstico, a lograr las finalidades siguientes:

1. Adecuar el perfil educativo del país a las necesidades del desarrollo. Esto envuelve el problema fundamental de señalar el nivel tecnológico que deberá incorporarse al recurso humano.
2. Establecer los lineamientos futuros del uso de los Recursos Humanos, señalando las estimaciones cuantitativas por ramas de recursos y orientado el uso cualitativo, para lograr mayor productividad.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Debe establecerse una Política Integral de Formación y Mejoramiento de los Recursos Humanos (en todas las áreas), la cual esté enmarcada dentro de las necesidades reales del país. Por consiguiente, creemos que se deben establecer mecanismos eficientes de comunicación entre el Consejo Nacional de Recursos Humanos, Petróleos de Venezuela, las empresas operadoras, INAPET, FONINVES y las Universidades Nacionales para que puedan hacerse pronósticos de necesidades de personal a mediano y largo plazo con la debida anticipación.

2. Recomendar a las empresas operadoras que colaboren con las universidades nacionales en sus planes de formación de personal para la Industria Petrolera, mediante sillas profesionales, ayudas para fortalecer los cursos de posgrado existentes y adelantar programas de desarrollo de personal a través de estos cursos, mediante el otorgamiento de becas por parte del FONINVES, complementando los cuadros requeridos en el país.
3. Que los diferentes Directores de las Escuelas de Ingeniería de las diversas especialidades se aboquen a estudiar sus planes de estudio y adecuarlos a la formación del número y calidad de profesionales requeridos para el cumplimiento de las actividades establecidas para el sector hidrocarburos en el V Plan de la Nación.



4. Que la vinculación de la universidad con la industria se intensifique para lograr la capacitación de los futuros ingenieros en el ejercicio profesional en las áreas prioritarias para facilitar los avances tecnológicos por medio de investigaciones conjuntas.
5. Implementar mecanismos, a nivel de las Escuelas de Petróleo del país, tendientes a lograr una mejor preparación en los egresados.
6. Reestructurar los pensamientos de estudios de esta especialidad de modo que contemplen la posibilidad de que los estudiantes puedan orientarse hacia otras áreas con facilidad.
7. Llevar a cabo una campaña divulgativa a todos los niveles a fin de orientar a los estudiantes con el objeto de involucrar en el estudio de esta carrera sólo a aquéllos que sean necesarios y que tengan verdadera vocación por dicha especialidad.
8. Para hacer un pronóstico real de los requerimientos de profesionales para la industria petrolera para los próximos 10 ó 15 años, es necesario establecer con la mayor precisión posible los siguientes factores:
 - a) Política de producción a seguir, tal como mantenimiento de los actuales niveles, expansión o restricción por razones de

servación.

- b) Grado de asimilación de los servicios de ingeniería que actualmente se nutren del exterior.
- c) Tasa de desarrollo de la investigación tecnológica como apoyo a las actividades industriales y,
- d) Política de fabricación de equipos y materiales requeridos por la industria.

REFINACION

TEMA: **REFINACION**

Presidente: **Ing. Arévalo Guzmán Reyes**

Coordinador: **Agustín J. González Alvarez**

Colaborador: **Nelson Reyes Santana**

El desarrollo de la industria de refinación en el país, condujo a esquemas de procesamiento que hoy día no son capaces de garantizar nuestros requerimientos de gasolina. Esta situación se explica en base a los razonamientos siguientes:

- a) Dada la baja capacidad de conversión instalada en las refinerías, la generación de cada barril de gasolina requiere del procesamiento de 5 a 6 barriles de crudo.
- b) Por cada barril de gasolina se genera aproximadamente cuatro barriles residuales.
- c) Las reservas probadas de crudos livianos y medios no permiten garantizar su disponibilidad a mediano plazo.

Adicionalmente se plantea la necesaria interrelación que debe existir entre la industria de refinación y las reservas de crudo por gravedad y calidad y se hace una revisión de algunas premisas o lineamientos que han sido esgrimidos a lo largo del tiempo con el objetivo de reafirmar, actualizar, modificar y/o rechazar éstos. Se revisaron los conceptos:

- a) La refinación es una industria básica, debe planificarse como tal y no como industria dirigida a la exportación.
- b) Se cuestiona la idea de que Venezuela debe consumir los productos contaminantes de bajo valor comercial.
- c) La refinación para la exportación sólo debe realizarse cuando la misma es rentable al Estado.

- d) Se cuestiona el concepto de que la refinación para la exportación pueda justificarse en base a un aumento en el producto territorial bruto.
- e) Se establece que las nuevas inversiones en procesos secundarios producirán componentes de gasolina de alto octanaje y que por lo tanto ya no es válida la idea de realizar inversiones que tengan como único objetivo la producción de octanos adicionales.
- f) Se afirma como válido que se debe aprovechar localmente los crudos con características especiales para producir con ventaja derivados de alto valor comercial tales como aromáticos, lubricantes, parafinas, etc.
- g) Se establece la necesidad de instalar refinerías para el mejoramiento de crudos pesados.
- h) Se establece la alta dependencia tecnológica del sector refinación.
- i) Se reafirma como válida la necesidad de que toda inversión en refinación debe estar respaldada por los planes de producción de los crudos que habrán de alimentar la refinería por veinte (20) años.
- j) Se afirma que la refinación da flexibilidad al mercadeo mientras Petróleos de Venezuela pueda racionalizar las dietas de las refinerías y colocar con ventaja todos los productos procedentes de la refinación de cualquier barril incremental.

Conclusiones

- 1.- Se concluye que los niveles de operación de la industria nacional de refinación están afectados por las necesidades de gasolinas del mercado nacional, la disponibilidad de crudos livianos y medianos y los esquemas de procesamiento instalados en las refinerías.
- 2.- El mercado nacional de gasolinas impone actualmente un nivel máximo de refinación de unos 700.000 B/D y para evitar elevados niveles de procesamiento en la próxima década se hará necesario realizar inversiones en el sector, que contribuyan a un mejor aprovechamiento de los crudos que se refinen.
- 3.- Por ser la refinación una industria muy influenciada por los requisitos nacionales de hidrocarburos, se considera la misma como industria básica de suministros al país y por lo tanto su desarrollo debe enmarcarse dentro de la política energética global del país y no como in-

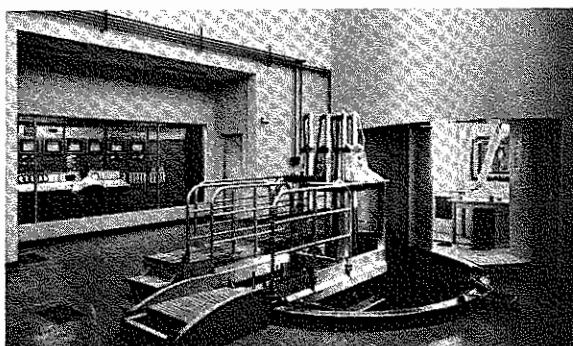
dustria para la exportación.

- 4.- Se concluye que la industria de refinación debe operar en función de suplir las necesidades del país a fin de evitar la inversión de cuantiosas sumas de dinero en forma inmediata, pues se trata de tecnologías foráneas que acentuarían nuestra dependencia tecnológica, además de que no habría una forma efectiva de incluir la participación de técnicos venezolanos.

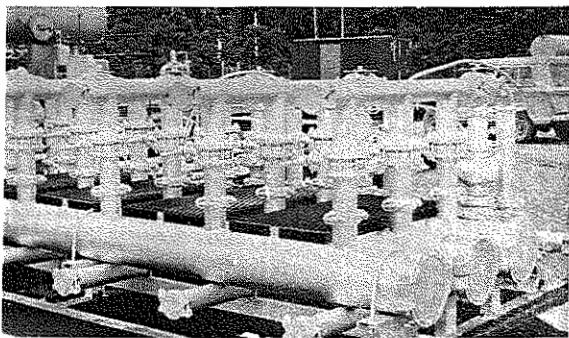
- 5.- Se concluye que la refinación produce actualmente pérdidas al Fisco Nacional, siendo el barril de crudo producido el que genera las divisas al país.

Recomendaciones

- a)- La industria de refinación deberá realizar todas aquellas inversiones necesarias para garantizar el suministro de derivados del petróleo al mercado nacional. Por otra parte, el Ejecutivo Nacional deberá tomar las medidas necesarias para hacer rentables esas inversiones.
- b)- Las nuevas instalaciones a construirse en las refinerías deberán planificarse de tal forma que contribuyan a hacer más flexible la operación de las mismas, es decir, que por razones estratégicas, la posibilidad de suplir los productos requeridos por el mercado local, no dependa de las ventas de fuel-oil en mercados extranjeros.



- c)- Toda inversión tendiente a modificar los actuales esquemas de refinación, cuyo objetivo sea distinto de suplir las necesidades del país, deberá realizarse sólo cuando esté garantizada su rentabilidad al Estado.
- d)- Se recomienda proceder con aquellos proyectos que puedan suministrar volúmenes adicionales de gasolina a bajo costo y cuando sea necesario recurrir a la conversión de residuales y pesados para generar volúmenes adicionales de gasolinas conviene pensar en la alternativa de



invertir en el mejoramiento de crudos pesados en las áreas de producción, a fin de facilitar el manejo y transporte de estos hidrocarburos.

- e) Se recomienda a la industria de refinación promover todas aquellas iniciativas que contribuyan a disminuir la marcada dependencia tecnológica que vive en la actualidad.
- f) Las inversiones en refinación deben tener garantía de suministro del crudo que va a alimentar el proyecto por un mínimo de veinte (20) años.

MERCADO INTERNO DE LOS HIDROCARBUROS

TEMA: MERCADO INTERNO DE LOS HIDROCARBUROS

Presidente: José Gregorio Páez

Coordinador: Nelson Reyes Santana

Colaboración: Agustín González
Luis Rivas

La demanda nacional de hidrocarburos para 1976 estuvo estructurada en la siguiente forma: 45,5% del gas natural, 27,4% gasolinas, 13,6% de destilados, 5,2% de combustibles residuales, 4,0% de gases de refinería y 4,4% de otros productos refinados. El consumo del sector industria y Uso Doméstico representó el 70,5% y el de la industria petrolera el 29,5% del total nacional.

Con relación al consumo de gas natural, el 51,6% es consumido por la industria petrolera y el 48,4% por el sector "industria y uso doméstico". En este último se determinó que el 92,6% es consumido por las actividades siderúrgica (18,1%), electricidad (29,9%), industrial (23,4%) y petroquímica (21,2%). Prácticamente, todo el gas natural consumido es utilizado como combustible, ya que en el consumo petroquímico (21,2%) están incluidas las necesidades de combustibles de esta industria, siendo el gas transformado en productos, solamente el usado como alimentación a las plantas de amoníaco (4,0% del total consumido).

Con respecto a los productos refinados, se determinó que la actividad más importante es el transporte, la cual consume el 75% del total de productos refinados. Por tipo de producto, esta actividad representó 99,6% de gasolinas, 54,2% de los destilados, 26,1% de los residuales y 15,7% del renglón otros productos. En orden de importancia tenemos luego la actividad industrial que presentó el 12,4% y la actividad eléctrica el 8,1%.

El crecimiento del mercado interno se estima en un 8,1% inter anual para el período 1976/1986, correspondiendo al consumo de combustibles residuales el mayor incremento (19,7%), y que resulta de una mayor utilización de estos combustibles en la generación termoeléctrica.

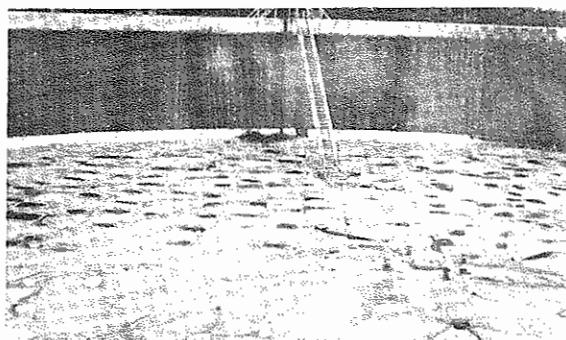
Conclusiones

1. La industria petrolera deberá realizar un programa de inversiones para garantizar el suministro interno de los productos derivados de hidrocarburos, en las siguientes áreas:
 - Aumento en la capacidad de producción de gasolinas en las refinerías, mediante la conversión de combustibles residuales.
 - Darle flexibilidad al suministro interno de refinados, independizándolo del mercado de exportación.
 - Desarrollo de producción de gas natural libre, a fin de sustituir parcialmente el uso de gas asociado y evitar presiones sobre el suministro y la conservación de este recurso, por fluctuaciones de la producción petrolera.
 - Lograr que el sistema nacional de distribución de productos sea racional y confiable.
2. Acorde con la política nacional de conservación de los hidrocarburos, se deben implementar las medidas necesarias para la racionalización del uso de los hidrocarburos en el mercado interno.
3. El crecimiento de la demanda interna afectará fuertemente los ingresos petroleros, ya que por limitaciones en la producción de petróleo, el suministro incremental se tomará de las disponibilidades de exportación.
4. Entre los precios venezolanos de exportación y los precios en los mercados domésticos en otros países, particularmente en países europeos, el Brasil y Japón, existen grandes diferencias, las cuales son producto fundamentalmente de impuestos a que está sujeto el consumo de hidrocarburos.

5. El precio de la energía consumida como gas natural en el país es el 33% del precio de la energía consumida como combustible residual, y comparada al precio de exportación de este último la diferencia es de 1.500%.
6. Los precios en el mercado interno no tienen gran influencia sobre la situación económica de las empresas operadoras, ya que para 1976 la industria mostró balances de ganancias y pérdidas muy favorables.
7. Los precios de los hidrocarburos en el mercado interno deben de estar enmarcados dentro de una política racional de consumo y ser usados como un instrumento para estimular o restringir la demanda de algunos productos.

Recomendaciones

1. Siendo el gas natural el recurso energético de mayor uso en el país, proceder de inmediato a la realización de un programa de inversiones destinado a la búsqueda y desarrollo de la producción de gas libre, a fin de sustituir parcialmente el uso de gas asociado, evitando así futuras presiones sobre los suministros y la conservación de este hidrocarburo, provenientes de posibles fluctuaciones de la producción petrolera.

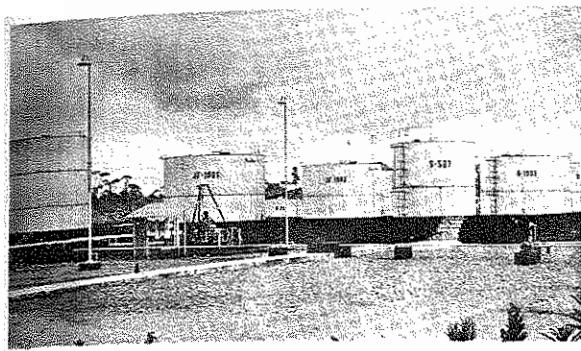


2. Siendo las disponibilidades de crudos livianos las más bajas en las reservas de petróleo del país y estando diseñadas las refinerías nacionales para procesar fundamentalmente estos crudos, se recomienda limitar estrictamente la producción y refinación de este recurso o suplir las necesidades del mercado interno y aquellos suministros que se consideren estratégicos desde el punto de vista nacional.
3. Siendo los combustibles residuales los derivados más abundantes en nuestra producción de refinados, se justifica incrementar su consumo local, reservando el gas natural actualmente utilizado como combustible para usos más valiosos.
4. A fin de propiciar el ahorro en el consumo de hidrocarburos en el país, se recomienda la implementación de las siguientes medidas:



- a) Aumentar la capacidad de generación hidroeléctrica y estudiar la posible utilización de otras fuentes de energía.
 - b) Dotar al país de sistemas adecuados para el transporte masivo de carga, y el de pasajeros en centros urbanos.
 - c) Revisar la política automotriz, a fin de orientarla hacia la producción de automóviles más eficientes en el uso de los combustibles.
 - d) Propiciar el ahorro en el uso de la energía eléctrica ya que es preocupante el incremento interanual estimado para la demanda de residuales (19,7%) durante el período 1976/1986, y causado principalmente por un mayor consumo en el sector eléctrico.
 - e) Sustituir el motor a gasolina por el motor diesel, para su uso en los vehículos comerciales.
 - f) Como medidas complementarias se recomienda poner en práctica las siguientes: limitar la velocidad en carreteras y autopistas, mejorar la situación del transporte de combustibles, propiciar programas de mantenimiento de vehículos, hacer campañas destinadas a mejorar la eficiencia en las industrias y crear conciencia ciudadana sobre el uso de los hidrocarburos.
 - g) Crear instrumentos legales que contribuyan a la implementación de estas medidas.
5. Realizar una revisión de los precios de los hidrocarburos en el mercado interno, la cual deberá tomar en consideración los siguientes aspectos:
 - a) El deterioro de los ingresos petroleros de la Nación que se producirá como consecuencia del crecimiento de la demanda interna.
 - b) La necesidad de estimular o restringir el uso de algunos hidrocarburos.

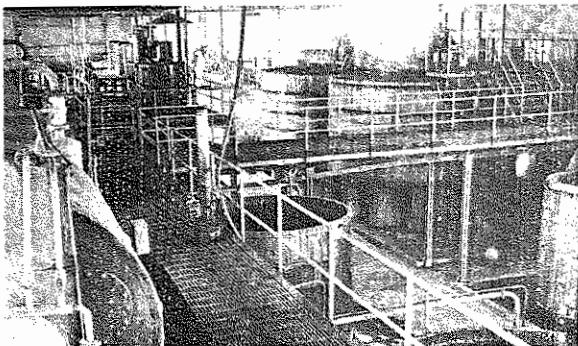
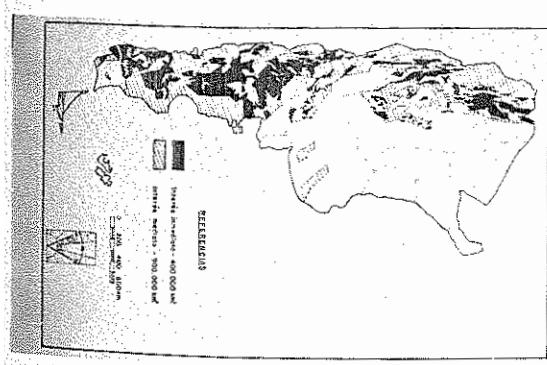
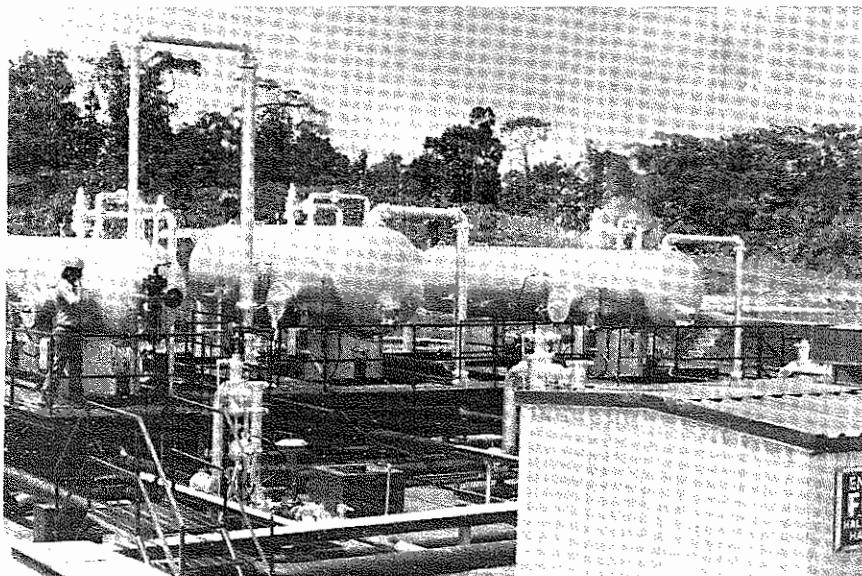
- c) Establecer precios competitivos entre productos que se utilicen para un mismo fin.



- d) La rentabilidad de aquellas inversiones destinadas a cubrir las necesidades del mercado interno de los hidrocarburos.
- e) Posibles efectos que sobre la situación política económica y social del país, tendrá

un aumento en los precios de venta de los hidrocarburos.

6. Establecer una política nacional de precios que considere la utilización de todas las fuentes de energía con que cuenta el país.
7. En vista de que la producción futura de gasolinas de la industria petrolera estará compuesta principalmente por gasolinas de alto octanaje, es recomendable orientar el consumo hacia el uso de este producto, observando las consideraciones hechas a la necesidad de mejorar la eficiencia de los vehículos.
8. Realizar una investigación exhaustiva del uso de los hidrocarburos en el mercado interno, ya que las estadísticas existentes parecen ser poco confiables. Este estudio es indispensable para planificar medidas que racionalicen el consumo y para estudiar los efectos de nuevas políticas de precios.



V JORNADAS TECNICAS DE PETROLEO

29 de Junio al 2 de Julio de 1977

Caracas

SIMULACION NUMERICA DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VENEZUELA

GUSTAVO MACHADO S.
Y
ALBERTO FINOL

SOCIEDAD VENEZOLANA DE INGENIEROS
DE PETROLEO

INTRODUCCION

El establecimiento de los mecanismos que rigen el comportamiento de producción de un determinado yacimiento, bien sea bajo agotamiento natural o sometido a un proceso de recuperación adicional, es sin duda alguna la clave para la explotación exitosa del mismo y por lo tanto el objetivo fundamental de la Ingeniería de Yacimientos. Sin embargo, tal establecimiento no es fácil de lograr de una manera directa en vista de las limitaciones impuestas por el hecho de que en general, los yacimientos son inaccesibles a la vista y tacto del ser humano. Con el propósito de lograr el objetivo deseado de una manera indirecta, la Ingeniería de Yacimientos ha desarrollado y aplicado a lo largo del tiempo una cantidad considerable de técnicas cada vez más completas y complejas, hasta llegar hoy en día a las técnicas de simulación numérica del comportamiento de yacimientos de petróleo y/o gas.

Las principales ventajas de los técnicos de simulación de yacimientos radican en el hecho de que, a diferencia de las herramientas convencionales para el estudio y análisis de yacimientos, pueden considerar detalles referentes a la geometría, heterogeneidad y propiedades de flujo del yacimiento en el grado en que sean disponibles, y estudiar la forma como tales detalles afectan el comportamiento del yacimiento en estudio. Esto permite una gran flexibilidad en el estudio comparativo de diferentes alternativas de explotación, con el fin de decidir lo más conveniente para lograr una explotación más racional de los yacimientos.

El desarrollo y uso de simuladores para procesos de recuperación, como agotamiento natural e inyección de agua y/o gas en forma inmiscible, pueden en general considerarse como labores de rutina en Ingeniería de Yacimientos.

Sin embargo, para los casos de procesos de recuperación suplementaria o adicional, y de medios porosos con marcada anisotropía, puede decirse que aún existe la necesidad de investigación y nuevos desarrollos. Esto se debe en principio, a la inclusión de fenómenos extras a los de flujo de fluidos inmiscibl es en sistemas de porosidad intergranular, tales como transferencia de calor y de masa, presencia de fracturas en el medio poroso, etc., lo cual complica la descripción matemática del modelo y la solución de las ecuaciones resultantes.

El objetivo del presente trabajo consiste en determinar cuál es el estado del arte en Venezuela, en lo concerniente al desarrollo y aplicación de las técnicas de simulación del comportamiento de yacimientos, en procesos primarios y secundarios de recuperación de hidrocarburos.

DESARROLLO DE SIMULADORES DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VENEZUELA

El desarrollo de simuladores en el país es prácti-

camente nulo. Las únicas actividades en este campo son las de índole académico realizadas en las universidades, el desarrollo de simuladores sencillos en algunas de las empresas filiales y de consultas, y las que constituyen las modificaciones y el desarrollo de algunas rutinas incorporadas a los modelos existentes en algunas de las filiales. Los simuladores de cierta complejidad existentes en el país han sido desarrollados en el exterior y concedidos a las filiales a través de sus casas matrices en el pasado, y a través de los contratos de tecnología actualmente. Existen también simuladores en algunas de las empresas de consulta en ingeniería de petróleo en el país, los cuales han sido obtenidos mediante compra o alquiler a empresas extranjeras dedicadas a actividades relacionadas.

SIMULACIONES DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VENEZUELA

En Venezuela, el uso de simuladores numéricos comenzó en 1963, cuando Lagoven (antes Creole) realizó estudios de este tipo para proyectos de recuperación suplementaria o adicional. Ha sido esta compañía la que ha hecho más estudios de simulación de yacimientos venezolanos, tanto en el exterior como en Venezuela (véase Figuras 1 y 2).

Hasta la fecha el número de estudios de simulación de yacimientos venezolanos realizados en el país o en el exterior es de ochenta y siete.

Los estudios utilizando simuladores convencionales consisten en hacer un cotejo de la historia de producción - presión del yacimiento y luego predecir su comportamiento sometido a diferentes esquemas de explotación futura. Aunque éste es básicamente el procedimiento seguido en todo estudio de simulación convencional, existen también algunos estudios referentes a la solución de problemas más específicos, tales como determinación del efecto de pozos intersecados, comportamiento típico de patrones de inyección de agua, estudios seccionales para determinar políticas de inyección, etc.

Los simuladores no-convencionales sólo se han utilizado en Venezuela en modelos con procesos de compactación de rocas y de recuperación térmica, en especial para inyección de vapor y agua caliente. Sin embargo, el uso de este tipo de modelos en nuestro país, al igual que en otras partes del mundo, ha sido bastante limitado, debido básicamente a la reciente, y aún en desarrollo, existencia de este tipo de modelos, y los costos involucrados en el uso de los mismos. La experiencia indica que la razón de tiempo de computación, para procesos convencionales, por día de producción-inyección simulado, correspondiente a simuladores térmicos en el caso de inyección de vapor, es del orden de 1 a 5, mientras que para el caso de inyección de agua caliente el tiempo de computación es mucho menor.

Entre las aplicaciones de simuladores no convencionales a proyectos en yacimientos venezolanos

se tienen las efectuadas en proyectos térmicos de la Costa Bolívar y Jobo (Grupo 11), mediante un simulador de la Exxon Production Research Company; las efectuadas en los proyectos térmicos de pruebas de laboratorio y en el proyecto M-6 en la Costa Bolívar mediante el simulador de Maraven, y la simulación del yacimiento Bachaquero-2 que incluyó efectos de compactación de rocas, mediante un simulador de Lagoven.

La Tabla I muestra, por compañía y lugar, donde se realizaron los estudios de las simulaciones de yacimientos venezolanos.

Actualmente están en progreso diecisiete simulaciones de yacimientos de hidrocarburos en las siguientes compañías: ocho en Lagoven, seis en Maraven, dos en CVP y uno en Palmaven.

Estudios recientes hechos por Petróleos de Venezuela indican que en los próximos años será necesario simular unos 300 yacimientos venezolanos incluyendo simulaciones originales y actualización de modelos existentes.

DISPONIBILIDAD DE SIMULADORES EN VENEZUELA

Solamente las empresas filiales Lagoven, Maraven, Palmaven, CVP y Amoven, y las empresas de consulta EGEPE, CIGECO, CYPECA y McCord tienen disponibles simuladores numéricos de hidrocarburos en Venezuela. Hay otras empresas que tienen simuladores numéricos sólo útiles para el yacimiento para el cual fue adaptado. La Figura 3 muestra las empresas en Venezuela y el número de simulaciones numéricas que han realizado.

RECURSOS HUMANOS

Actualmente el número de profesionales entrenados en procesos de simulación de hidrocarburos en Venezuela es sumamente limitado por lo que se requiere fomentar equipos de profesionales capaces de manejar con efectividad las técnicas de simulación.

DISCUSION DE LA INFORMACION

A continuación se presenta un análisis de la información recopilada en las secciones anteriores:

- En los procesos convencionales las técnicas de simulación han alcanzado un estado de desarrollo tal que permite su uso de una manera rutinaria. En el caso de procesos térmicos el desarrollo o implementación de estas técnicas aún se encuentra en etapas de investigación, lo cual no quiere decir que no existan simuladores térmicos prácticamente aplicables, sino que el desarrollo y mejora de los mismos aún continúa, con el objetivo fundamental de hacer su aplicabilidad económica mente compe-

titiva con la de los simuladores convencionales. El uso de los simuladores térmicos se justifica en el hecho de que a un costo relativamente bajo es factible simular el comportamiento de procesos extremadamente costosos.

A pesar de que se ha mencionado que en general el uso de simuladores convencionales es una labor de rutina en Ingeniería de Yacimientos, en Venezuela particularmente, no lo es; solamente algunas empresas consultoras y cuatro de las filiales de PDVSA, Lagoven, Maraven, Palmaven y CVP tienen simuladores convencionales instalados en el país. Debe mencionarse sin embargo, que existe una serie de estudios de simulación de procesos convencionales referentes a proyectos venezolanos realizados en el exterior. También debe mencionarse que al igual que en el caso de simuladores térmicos, las actividades referentes al desarrollo de modelos convencionales en el país es casi nula. Debido a estos hechos la cantidad de ingenieros venezolanos con experiencia en el desarrollo y/o aplicación de técnicas de simulación es bastante limitada.

El valor reportado para la razón de tiempo de computación en simuladores de procesos convencionales, al correspondiente a simuladores de procesos térmicos, debe considerarse con mucha reserva debido a la gran cantidad de factores que pueden afectarla. Es difícil establecer condiciones de aplicabilidad similarmente válidas en este caso, dadas las diferencias entre los procesos de recuperación envueltos.

Aunque la disponibilidad de simuladores térmicos en el exterior a través de los contratos de tecnología es conveniente, su aplicación se ve limitada por razones geográficas, además de que no permiten al usuario el estudio de los mismos. A pesar de que en Venezuela la mayoría de los ingenieros envueltos en actividades de simulación de yacimientos sólo están dedicados a la fase de aplicación, el estudiar la forma como un determinado simulador ha sido desarrollado contribuye enormemente a una aplicación racional y eficiente del mismo. Por otra parte, la disponibilidad de los programas de computación de simuladores en general representa un cúmulo de experiencia sumamente útil para las actividades de desarrollo de los mismos, que en un futuro tendrán que llevarse a cabo en el país.

Para finalizar esta exposición se considera

apropiado establecer el siguiente hecho: Aunque es indudable que los simuladores numéricos de yacimientos de hidrocarburos constituyen una herramienta de gran utilidad en el diseño y predicción de proyectos relativos a dichos procesos, no representan en modo alguno la solución a todos los problemas que puedan surgir en esta actividad; es más, existirán muchas situaciones en las cuales su uso no será justificable. Sin embargo, su aplicación racional permite el análisis de una serie de factores y alternativas, cuyos resultados permiten al ingeniero considerar mayores elementos de juicio para la optimización de los beneficios que se puedan derivar de la aplicación de una determinada técnica de recuperación.

CONCLUSIONES

La información recopilada para este trabajo permite establecer, en lo referente al desarrollo y aplicación de modelos para simular yacimientos de hidrocarburos en Venezuela, las siguientes conclusiones:

- i) La disponibilidad de simuladores de procesos convencionales y no convencionales es tal que, con excepción de lo referente al proceso de combustión en el yacimiento, permite contar con modelos cuyos resultados reflejan satisfactoriamente los aspectos físicos de los fenómenos envueltos. Sin embargo, los simuladores térmicos disponibles requieren de tiempos de computación comparativamente elevados a los correspondientes para procesos convencionales. Sin embargo, dado su rango de aplicabilidad más limitado y la diferencia en costos operacionales para procesos térmicos y procesos convencionales, su uso es justificable en una gran cantidad de situaciones.
- ii) En Venezuela el desarrollo de modelos para simular yacimientos de hidrocarburos es prácticamente nula.
- iii) Solamente las empresas Maraven, Lago-

ven, Palmaven, CVP, EGEPE, J. J. Martínez, CIGECO, CYPECA y McCord cuentan con simuladores instalados en el país.

- iv) Solamente las empresas Maraven y EGEPE Consultores tienen simulador térmico instalado en el país.
- v) La disponibilidad de simuladores a través de los contratos de tecnología existe para las empresas Lagoven, Maraven, Llanoven, Palmaven y Meneven.
- vi) Las aplicaciones de simuladores térmicos realizadas en el país son las referentes al proyecto M-6 de inyección de vapor con el simulador de Maraven instalado en Venezuela y las referentes a la estimulación con vapor en la Costa Bolívar y en el área de Jobo, con el simulador de la Exxon Production Research Co.
- vii) La cantidad de profesionales venezolanos con experiencia en el desarrollo y/o aplicación de simuladores del comportamiento de yacimientos es bastante limitada.

RECOMENDACIONES

Con el objetivo de hacer un uso más racional y eficiente de los recursos tecnológicos con que cuenta el país, en lo referente a técnicas de simulación numérica de yacimientos de hidrocarburos se recomienda lo siguiente:

- i) Fomentar el entrenamiento de profesionales con especialización en el desarrollo y aplicación de simuladores matemáticos.
- ii) Proveer a las empresas operadoras con las facilidades necesarias para el uso de las técnicas de simulación de yacimientos.
- iii) Fomentar el desarrollo de simuladores matemáticos del comportamiento de yacimientos en el país, para los procesos primarios y secundarios de recuperación de hidrocarburos.

Tabla 1

NUMERO DE YACIMIENTOS VENEZOLANOS SIMULADOS Y EMPRESAS (FILIALES Y MEN)
QUE DISPONEN DE SIMULADORES NUMERICOS

| Compañía | Simulaciones en Venezuela y Ext. | Simulaciones hechas en Venez. | Simulaciones realizadas en Venez. con recursos propios | Disponibilidad de Simuladores Numéricos |
|----------|----------------------------------|-------------------------------|--|---|
| LAGOVEN | 37 | 30 | 28 | SI |
| LLANOVEN | 20 | - | - | SI |
| PALMAVEN | 7 | 3 | 3 | SI |
| MARAVEN | 4 | 1 | 1 | SI |
| CVP | 4 | 4 | - | SI |
| MENEVEN | 10 | 3 | - | No |
| ROQUEVEN | 2 | 2 | 1 | No |
| DELTAVEN | 1 | - | - | SI |
| BARIVEN | 1 | 1 | - | No |
| AMOVEN | 1 | 1 | 1 | SI |
| MEN | 1 | 1 | - | No |

Tabla 2

EMPRESAS EN VENEZUELA QUE DISPONEN DE SIMULADORES NUMERICOS PARA
YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

| FILIALES | EMPRESAS DE CONSULTA |
|----------|----------------------|
| LAGOVEN | EGEP |
| MARAVEN | J. J. MARTINEZ |
| PALMAVEN | CIGECO |
| AMOVEN | CYPECA |
| CVP | MC CORD |

SIMULACIONES NUMERICAS DE
YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS
HECHAS EN VENEZUELA Y EN EL EXTERIOR
(FILIALES Y MEM)

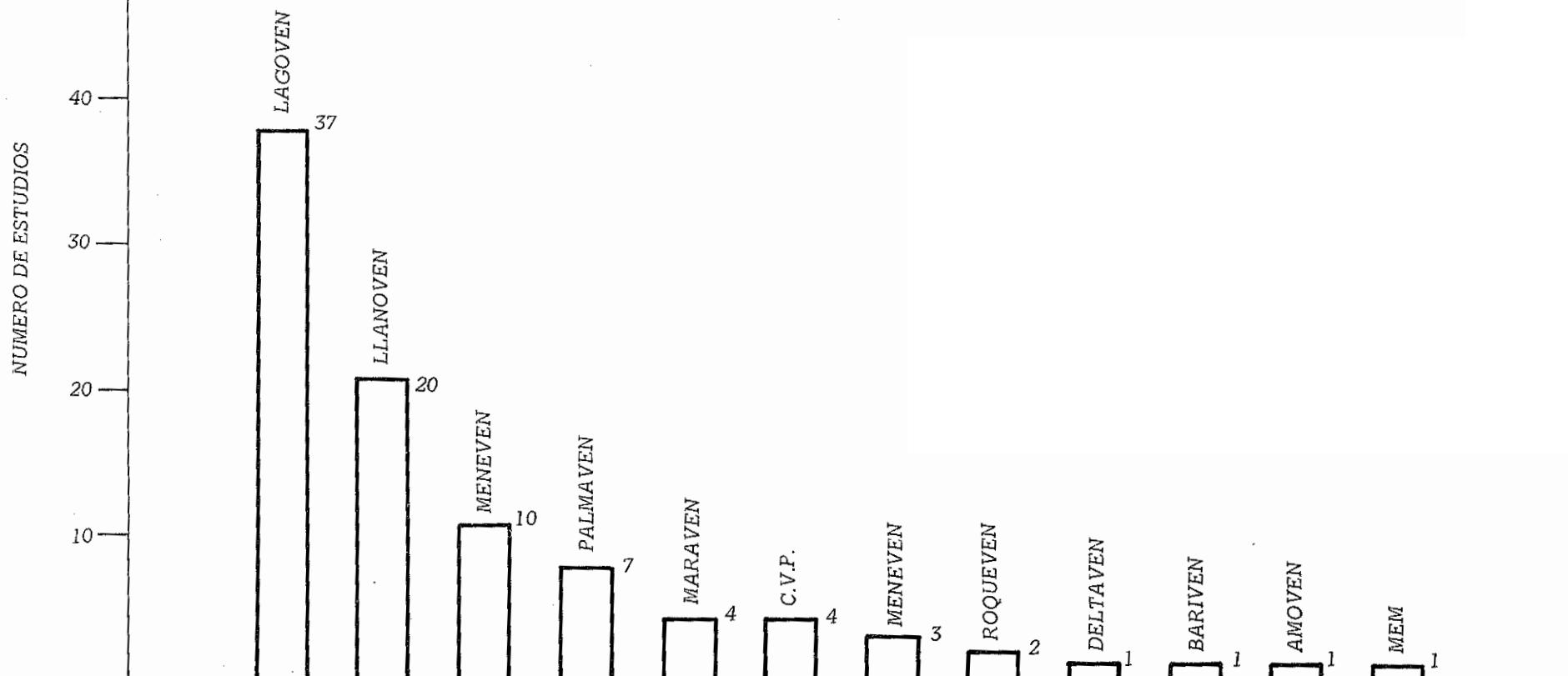


FIGURA No. 1

**SIMULACIONES NUMERICAS DE
YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS
HECHAS EN VENEZUELA
(FILIALES Y MEM)**

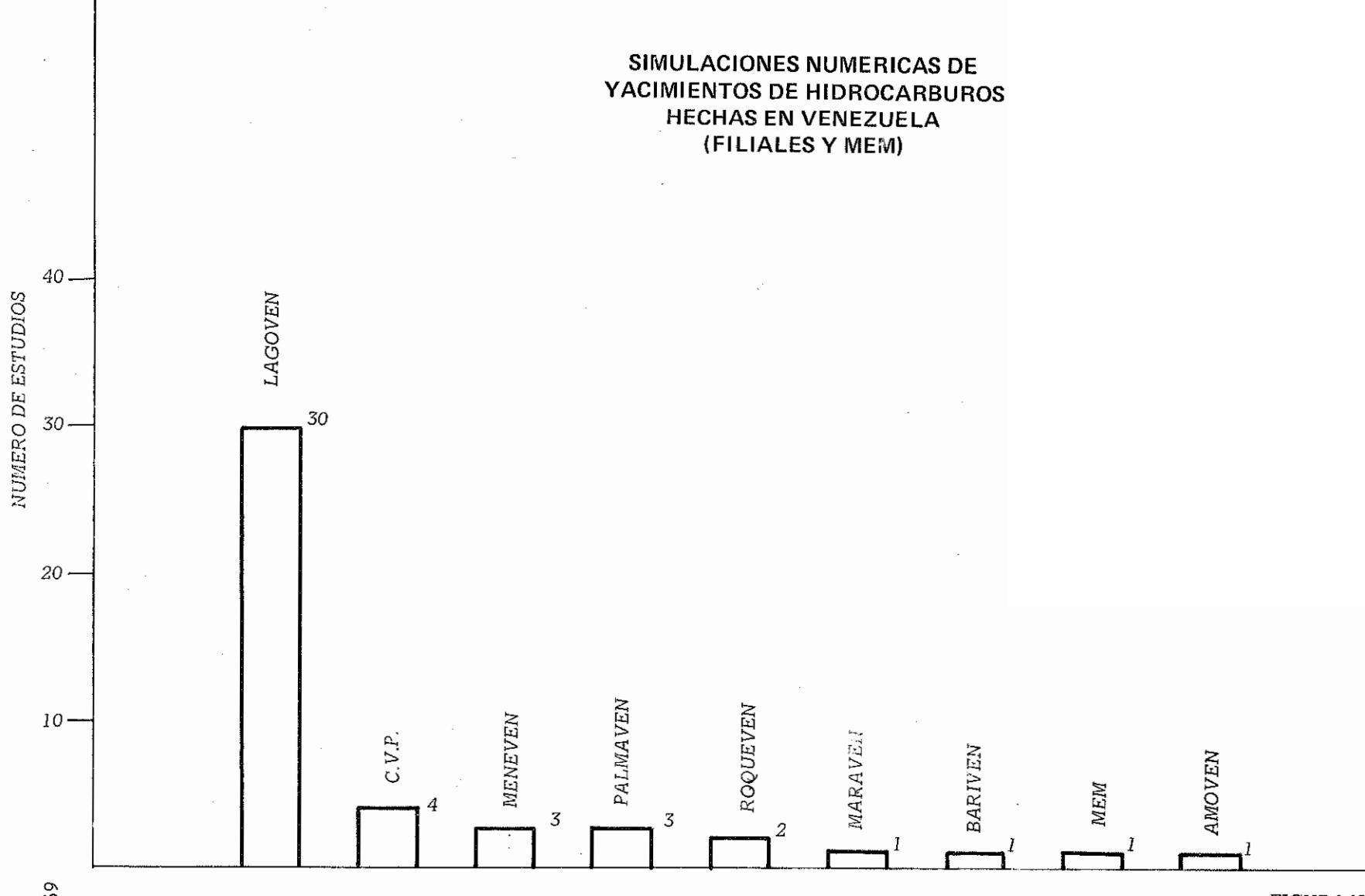


FIGURA No. 2

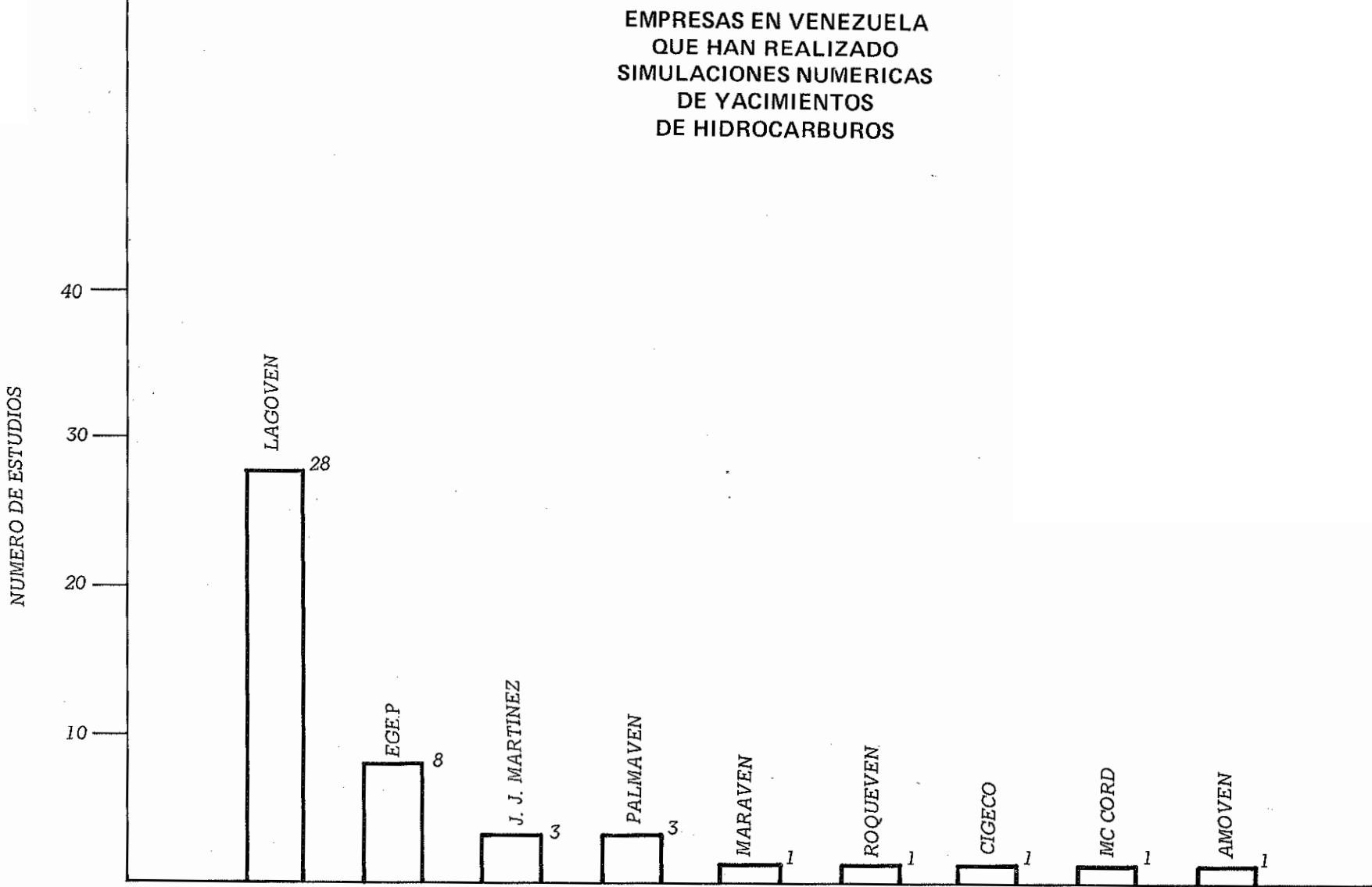


FIGURA No. 3

LA SITUACION ENERGETICA DE AMERICA LATINA EN EL CONTEXTO MUNDIAL

Polibio Córdova Calderón
Asesor de la Gerencia General

DEL BANCO CENTRAL DEL ECUADOR

Doctor en Economía de la Universidad Central del Ecuador.

Técnico en Muestreo, M.A. y Ph.D. en Economía de la Universidad de Michigan.

Ex-Director del Proyecto de Mercadeo Agropecuario del Banco Interamericano de Desarrollo en el Ecuador.

Ex-Coordinador de Asesores en Economía Agrícola de la FAO/Naciones Unidas en México.

Ex-Asesor de las Naciones Unidas en Colombia.

Investigador del Institute for Social Research de la Universidad de Michigan, U.S.A.

Profesor Principal de la Universidad Politécnica.

PUBLICACIONES:

"Introducción a la Investigación por Muestreo". - "Análisis Económico de Distribución de Ingresos". - "Aplicaciones Económicas". - "La Ingeniería y el Desarrollo Económico". - "La Planeación Agrícola en México".

Miembro Titular por Ecuador al Instituto Interamericano de Estadística. American Economic Association. Econometric Society. Miembro Titular del Comité de Expertos de Naciones Unidas en Cuentas Nacionales.

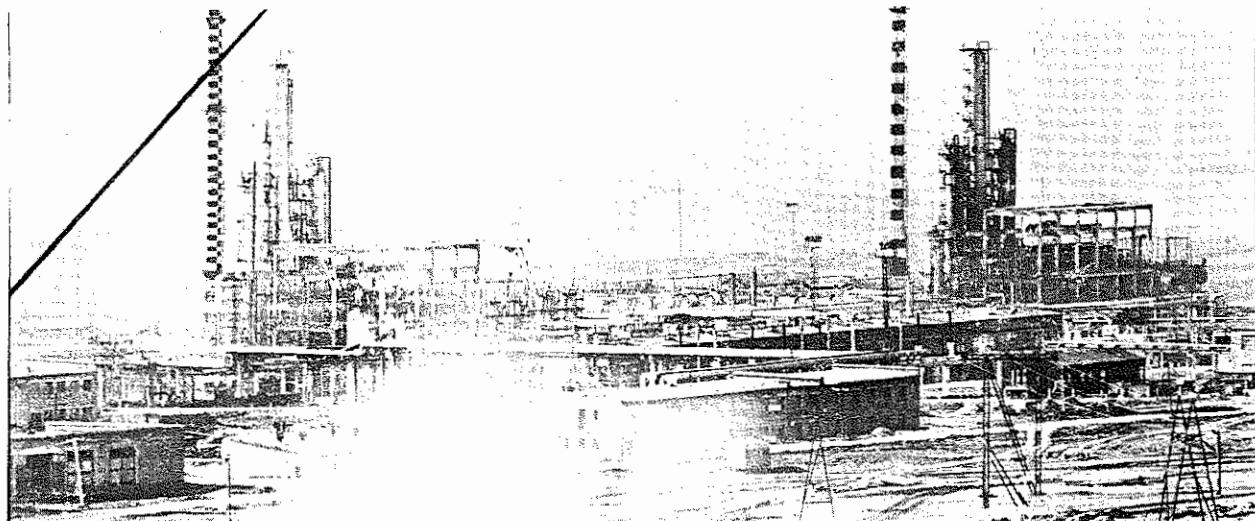
INTRODUCCION

Este ensayo procura diagnosticar la situación energética a nivel mundial y en particular en América Latina para sugerir medidas que podrían mejorar la posición de la región con relación a este conjunto crítico de recursos cada vez más escasos.

La región enfrenta hoy en día el grave riesgo de perder justo en el momento más necesario para su progreso, una variable tan importante como es el recurso energético. En realidad a nivel mundial, se manifiesta como un consumidor de energía cada vez en ascenso, ya que mientras el consumo en el mundo entre 1950 y 1974 creció al 5.00% anual, en Latinoamérica creció al 7.00%. Sin embargo, esta expansión puede deberse al breve mejoramiento que se ha obtenido en el ingreso por habitante, pues de 380 dólares en 1960, subió a 640 en 1970 y alcanzó los 756 dólares en 1976, y especialmente al rápido crecimiento de la población que pasó de 158 millones en 1950 a 279 en 1970, a 315 en 1974 y a 332 millones en 1976, con una tasa anual de crecimiento cercana al 3.00% frente a la mundial de 2.10%. (Ver cuadro No. 1 y 2).

No obstante, este crecimiento no ha sido uniforme por países por cuanto, al analizar el consumo de energía por habitante, se observan acentuadas diferencias que llevan a la conclusión de que la disponibilidad de energía está desigualmente distribuida, determinando un crecimiento irregular entre países con diversas fases de desarrollo. Así, mientras en 1974 el consumo por habitante era de 4.159 Kep. (kilogramos equivalentes de petróleo) en los países desarrollados apenas alcanzaba a 335 Kep. Es más notoria esta grave desigualdad con un coeficiente de concentración de 0.62-cercano a la desigualdad absoluta cuando este coeficiente es 1 - si se analiza que los países desarrollados con el 28.70% de la población mundial consumen el 83.30% de la energía total y los países en desarrollo con el 71.30% de la población del mundo, apenas consumen el 16.70% de la energía mundial.

Entre las principales fuentes de energía el pe-



tróleo tiene una participación preponderante. En efecto, el consumo de los derivados del petróleo, a nivel mundial, constituye el 41.8% de la energía total consumida y en América Latina, el 62%. Por esta razón, este producto se ha constituido en un factor influyente en la economía de los países, ya sean estos productores, procesadores o importadores de petróleo crudo o refinado. Esta influencia, desde luego, no se ejerce solamente por parte de los países productores, sino también por los altos consumidores respecto a aquellos que producen pero que no tienen facilidades de procesamiento, dando lugar, en último término, a que sean las grandes empresas refinadoras las que ejerzan este poder. Mientras en 1974 América Latina tenía el 9.5% de la capacidad mundial de refinación del crudo, las 8 mayores compañías internacionales en orden de magnitud: Esso, Shell, British Petroleum, Mobil, Compagnie Francaise de Petrole, Texaco, Gulf y Socal tenían el 23% de esta capacidad.

En consecuencia, en defensa del desarrollo de los países de Latinoamérica y, en especial, de aquellos que, como el Ecuador requieren de un crecimiento sostenido, es imperativo controlar la producción, ampliar la capacidad de procesamiento y organizar la distribución de los recursos energéticos para lograr su aprovechamiento más eficiente y equitativo, a nivel de cada país y de la región en general.

Especificamente, en el caso del petróleo cuyas reservas no alcanzan los grandes volúmenes de otros continentes, debe organizarse convenientemente el mercado latinoamericano que evite situaciones como las actuales en que el 86% del petróleo exportado de la región se envía a otros continentes.

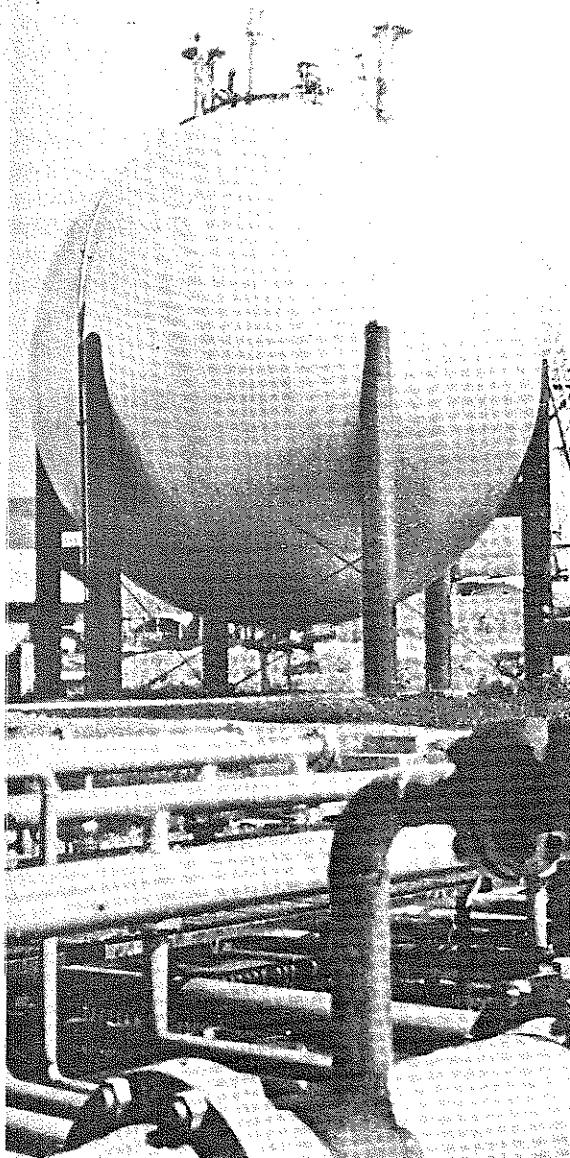
Se impone, por lo tanto, la defensa que debe hacer América Latina de sus recursos energéticos existentes y de sus posibles reservas de fuentes convencionales de energía, con más celo que el demostrado por las regiones ya industrializadas. Esto, por cuanto los países subdesarrollados mal pueden alcan-

zar su industrialización ante una inminente escasez energética, la competencia que representan los países ya altamente industrializados y los costos progresivamente crecientes que depara el bienestar socio-económico.

Es evidente que para fines de este siglo, las fuentes convencionales y sobre todo los hidrocarburos, serán reemplazados, en alguna medida, por fuentes alternas de energía, utilizando avanzadas tecnologías, ya en proceso de investigación y desarrollo en los países industrializados y aún ausentes en América Latina. Ahora bien, si Latinoamérica sigue integrada al mercado petrolero mundial con todas las fases de escasez y crisis de energéticos, con el tiempo va a tener que recurrir a las nuevas fuentes de energía, más costosas que las actuales y con pérdida absoluta y relativa de su capacidad tecnológica y la apertura de una nueva época de dependencia aguda. Dependencia en términos de nuevas tecnologías energéticas y de transformación de bienes, transporte, comunicaciones, etc. La experiencia histórica demuestra que tal situación conlleva a la maximización de los intereses de los ya poderosos y la reproducción del subdesarrollo de los países dependientes.

En consecuencia, de la capacidad de América Latina para manejar eficientemente sus recursos energéticos actuales y potenciales, dependerá sus posibilidades de desarrollo e independencia futura de la región.

Para el análisis de la situación descrita, este ensayo examina: 1) la disponibilidad de la energía y el desarrollo económico; 2) la composición de la energía; 3) la producción, consumo y reservas del petróleo y algunas de sus implicaciones; y 4) el comercio internacional del petróleo. Finalmente, en (5) notas finales, se presenta un resumen de las conclusiones y las recomendaciones derivadas de las mismas.



1.- LA DISPONIBILIDAD DE ENERGIA Y EL DESARROLLO ECONOMICO

La energía juega un papel preponderante en la actividad económica. Puede afirmarse que de la disponibilidad de ella depende en gran parte la posibilidad de desarrollo de un país.

En efecto, existe una alta correlación entre el Producto Interno Bruto y el Consumo Total de Energía, observándose que el primero se incrementa conforme aumenta el segundo. Las diferencias en el consumo energético se acentúan si se analizan los países según su escala de desarrollo. Así, siguiendo la clasificación que hace Naciones Unidas en países desarrollados y en desarrollo, se observa que en 1950, para los primeros, el consumo por habitante era de 1906 Kep. (kilos equivalentes de petróleo) mientras para los segundos apenas llegaba a 77 Kep; es decir, casi 25 ve-

ces superior. En 1974 esta situación se mejora, aunque la diferencia sigue siendo radical; pues, para los países desarrollados el consumo por habitante es de 4159 Kep en tanto que para los países en desarrollo es únicamente de 335 Kep, esto es 12.4 veces inferior al primero.

El consumo promedio mundial en 1950 fue de 725 kep, habiendo ascendido a 1494 en 1974. América Latina presenta un consumo si bien superior al promedio de países en desarrollo, inferior al promedio mundial, puesto que en 1950 fue de 272 kep y en 1974 de 686 kep.

Al comparar las distribuciones porcentuales del consumo energético y de la población, se demuestra que existe una desigual distribución de la energía a nivel mundial. En efecto, como se indica en el cuadro No. 1, en 1950 los países desarrollados, con el 35.4 o/o de la población mundial, consumieron el 93.1 o/o de la energía total; en tanto que los países subdesarrollados, con el 64.6 o/o de la población mundial apenas consumieron el 6.9 o/o de la energía total. En 1974 esta situación se mantuvo puesto que los países desarrollados, con una población equivalente al 28.7 o/o de la mundial, participaron del 83.3 o/o de la energía y los subdesarrollados, con el 71.3 o/o de la población del mundo, consumieron el 16.7 o/o de la energía total.

Esta desigualdad en la distribución mundial de la energía se refleja al calcular el coeficiente de concentración o inequidad (*) el mismo que en 1950 fue de 0.618 y en 1974, casi similar, de 0.614. Debe entenderse que, conforme este coeficiente se acerca a 1, la desigualdad tiende a ser absoluta.

2.- COMPOSICION DE LA ENERGIA

Las principales fuentes de energía son los combustibles sólidos, el petróleo, gas natural, la energía eléctrica y, tendiendo a incrementarse, la energía nuclear. A nivel mundial y para 1974 se ha estimado que la producción de energía alcanzó a 6.010 millones de Tep (Toneladas equivalentes de petróleo) de las cuales el 91.7 o/o corresponde a combustibles fósiles, sobresaliendo el petróleo con 44.0 o/o, y el 8.3 o/o a la electricidad, sea hidráulica (7.1) o de origen nuclear (1.2 o/o). Los países en desarrollo contribuyen con el 37.1 o/o de la energía total, siendo en estos preponderante la producción de petróleo pues constituye el 80.1 o/o de la energía que producen, en tanto que la electricidad es apenas el 8.4 o/o de la total. Los países desarrollados producen el 62.9 o/o de la energía mundial sobresaliendo el gas natural (30.4 o/o), seguido del carbón mineral (28.3), petróleo (25.8 o/o) y electricidad (15.5 o/o) sea hidráulica (12.8) o nuclear (2.7 o/o).

* P. Córdoba: "Análisis Econométrico de Distribución de Ingresos". 2da. Edición DANE. Colombia, 1973.

En cuanto al consumo, se ratifica la mala distribución de la energía. En efecto, los países en desarrollo que producen el 37.1% de la energía mundial, apenas consumen el 16.7%; es decir, la mitad de la energía que producen es aprovechada por los países desarrollados que absorben el 83.3% de la energía total.

Esta clara situación de transferencia de energía de los países en desarrollo a los desarrollados demuestra la dependencia de los segundos frente a los primeros, en cuanto se refiere a los recursos naturales indispensables para su desarrollo; pero que, en razón del poder financiero y de comercio internacional de los desarrollados, se transforma en un elemento más de dominación de los países poderosos sobre aquellos que deben ofrecer sus recursos energéticos para solucionar en forma paliativa su débil situación económica; más aún, de aquellos países deficitarios limitados en la adquisición de los recursos energéticos de la región, en razón de las condiciones de intercambio definidas por los países desarrollados.

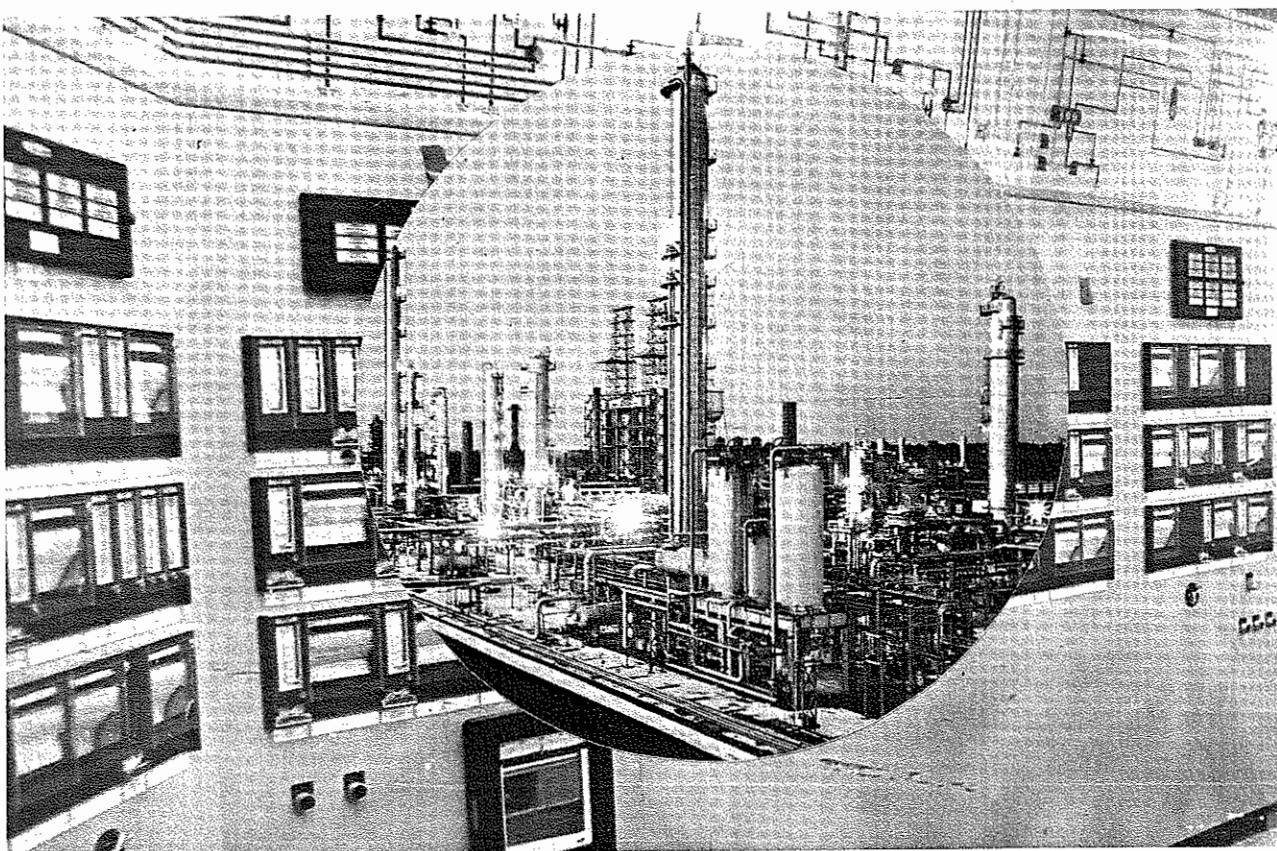
3.- PETROLEO, PRODUCCION, CONSUMO, RESERVAS Y VARIAS IMPLICACIONES.

Se había indicado que el petróleo tiene una participación preponderante en la composición de la energía; en efecto, a nivel mundial constituye el 44% de la producción total y el 41.8% del consumo total; esta situación se acentúa en el caso de América Latina donde la producción de petróleo representa el 66.4% de la energía total y, el 61.5% de la total consumida.

La producción a través del tiempo se muestra variable: entre 1950 y 1960, a nivel mundial, creció al 7.2%; entre 1960 y 1970, aumentó al 8.0%, pero, entre 1970 y 1975, disminuyó al 3.7%. En Latinoamérica se presenta un decrecimiento sostenido, pues de 1950 en que creció al 18.9% bajó al 18.1% en 1960, al 11.7% en 1970 y a 8.2% en 1975; es decir entre 1970 y 1975 presentó una tasa negativa de 3.5%. En términos globales en América Latina hay excedente de producción, aunque decreciente por años, pues en 1973 alcanzó a 152 millones de Tep y en 1975 disminuyó a 105 millones. Sin embargo, por países mientras los exportadores presentaron un excedente en 1973 de 189 millones de Tep y en 1975, de 143 millones, los deficitarios subieron sus requerimientos adicionales de 37 millones en 1970 a 40 millones de Tep en 1975.

A nivel mundial, en 1975 se observó una producción de 54 millones de barriles diarios de petróleo, inferior en 3 millones a la producción de 1974. De éste los países de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) producen el 50% que en 1975 significaron 27 millones y, en 1976, 29 millones de barriles diarios. De los países miembros de esta Organización los tres principales productores son: Arabia Saudita con el 28%, Irán con el 20% y Venezuela con el 8%. Ecuador con una producción diaria de aproximadamente 175 mil barriles, representa el 0.6% de la producción de los países de la OPEP.

La capacidad productiva de petróleo debe analizarse conjuntamente con la capacidad de refinación del crudo, por cuanto no todos los países productores



disponen de la misma. Este hecho constituye un elemento de alta importancia ya que de la disponibilidad o no de esta capacidad depende el destino de los beneficios que surgen del petróleo. En realidad hay países que sin ser productores son procesadores y, especialmente, hay compañías internacionales que, al mismo tiempo que explotan el crudo, poseen una gran capacidad de refinación, convirtiéndose así en los beneficiarios directos de la producción petrolera.

En efecto, se observa que ocho compañías internacionales, en orden de magnitud: Esso, Shell, British Petroleum, Mobil, Compagnie Francaise de Petrole, Texaco, Gulf y Socal, han acaparado la refinación a nivel mundial, al punto que en 1967 tenían el 88.4% de la capacidad mundial y el 64.2% de la disponible en Latinoamérica, aunque en 1974 bajó a 23.0% a nivel mundial pero manteniendo en América Latina el 42.1% de la capacidad total.

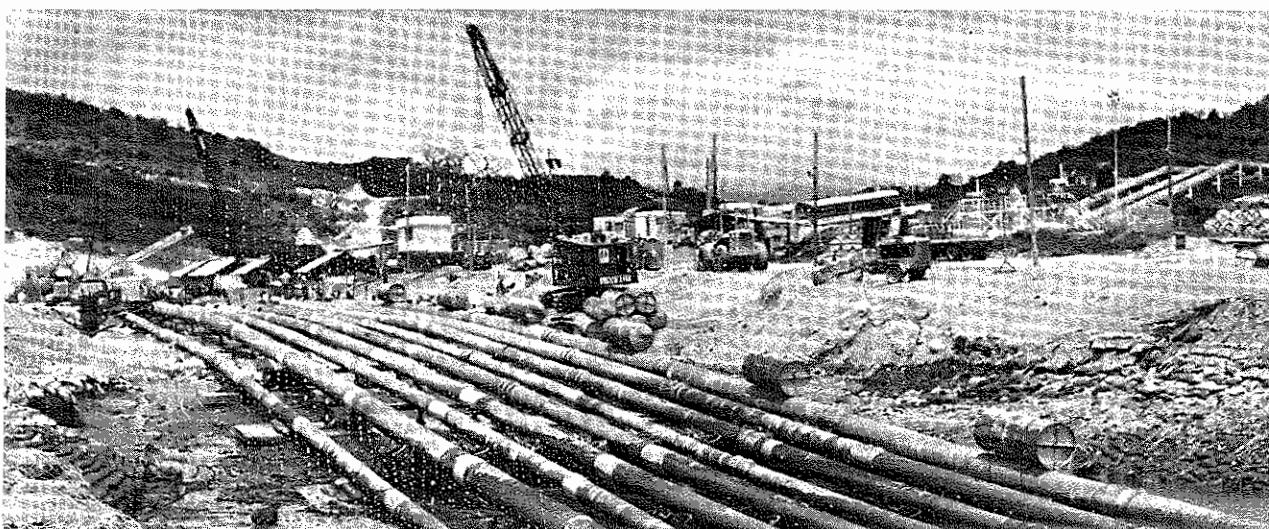
Tal es el dominio que tienen en el mundo unos pocos países y, sobre todo, un pequeño grupo de compañías transnacionales.

El petróleo, desde luego, al tiempo que origina recursos insospechados a muchos países que han visto

Saudita (116 mil millones), menos de la mitad de la de Kuwait (74 mil millones) e Irán (68 mil millones), y apenas cercana a la de los Emiratos Arabes Unidos (30 mil millones) e Irak (34 mil millones de barriles). Vale la pena anotar en este punto que igual cosa sucede con las reservas de gas natural estimadas a nivel mundial en 78.600 millones de metros cúbicos, de los cuales el 84% corresponden al Hemisferio Oriental, y en éste el 24.2% al Medio Oriente; en tanto que a América Latina corresponde sólo el 4% aproximadamente. De allí entonces, la preferente atención que merecen estos países a las grandes potencias, frente a la que despiertan los países Latinoamericanos, y el lugar donde puede estar localizado el epicentro de futuros acontecimientos mundiales.

4.- EL COMERCIO INTERNACIONAL DEL PETROLEO

Se ha expuesto en puntos anteriores la mala distribución de la energía a nivel mundial, basada en análisis consumo vs. producción y consumo vs. población. Esta situación se ratifica al analizar el comercio internacional del petróleo, uno de los mayores componentes de la energía. En efecto, al revisar las exportaciones e importaciones del crudo se observa que este producto se distribuye no precisamente a la re-



transformarse y complicarse su economía-paradojicamente por efecto del ingreso masivo de nuevos recursos- causa inquietud y un desarrollo económico incierto de los países productores, en razón de ser un recurso no renovable. Así, las reservas petroleras bien pueden constituir la base de la atención mundial y del poder potencial de algunas regiones y de unos pocos países sobre el resto del mundo.

En efecto, para 1976 se estima una reserva mundial de 570 mil millones de barriles, de los cuales el 12.2% corresponden al Hemisferio Occidental y el 87.8% al Hemisferio Oriental, sobresaliendo en éste el Medio Oriente con el 59% de la reserva mundial. América Latina tiene una reserva aproximada de 30 mil millones de barriles equivalente al 5.3% de la mundial, o a la cuarta parte de la reserva de Arabia

gión a la que pertenece el país productor sino a otras zonas. Así, los países africanos distribuyen a su región el 2.4% del total exportado; América Latina, el 14% y el Medio Oriente, el 2.9%; opuestamente, Norte América aprovecha para sí el 99.7% de la producción comercializada y la diferencia (0.3%) lo envía a sus bases localizadas en otras regiones.

La consecuencia de este comercio internacional es la agudización del déficit petrolero en muchos países o la importación del crudo desde otras regiones y en condiciones poco favorables para los productores. Tal es el caso de América Latina donde en 1976-77 el 77.4% del petróleo importado para satisfacer los déficits de producción, proviene de zonas fuera de la región. Del Petróleo exportado a la región por productores Latinoamericanos, el 62.6%

proviene de Venezuela, el 29.7 o/o de Ecuador y, el 7.7 o/o de Bolivia; México y Trinidad y Tobago no exportan a Latinoamérica. De las importaciones, Brasil absorbe el 56.6 o/o, Cuba el 10.9 o/o, Chile el 5.6 o/o, Panamá 5.6 o/o y Argentina 3 o/o entre los principales.

Las razones para que este comercio internacional se desarrolle en tal forma se fundamentan básicamente en los precios y condiciones de pago que resultan atractivos tanto para la exportación por parte de los países productores como para la importación por parte de los deficitarios. Estas condiciones son impuestas indefectiblemente por las compañías transnacionales y los países desarrollados; las primeras, dominando la producción, procesamiento y fijación de esquemas de comercialización del producto, y los segundos, completando el sistema a través del mercado debidamente organizado de materias primas, bienes y servicios para compensar el intercambio comercial del petróleo.

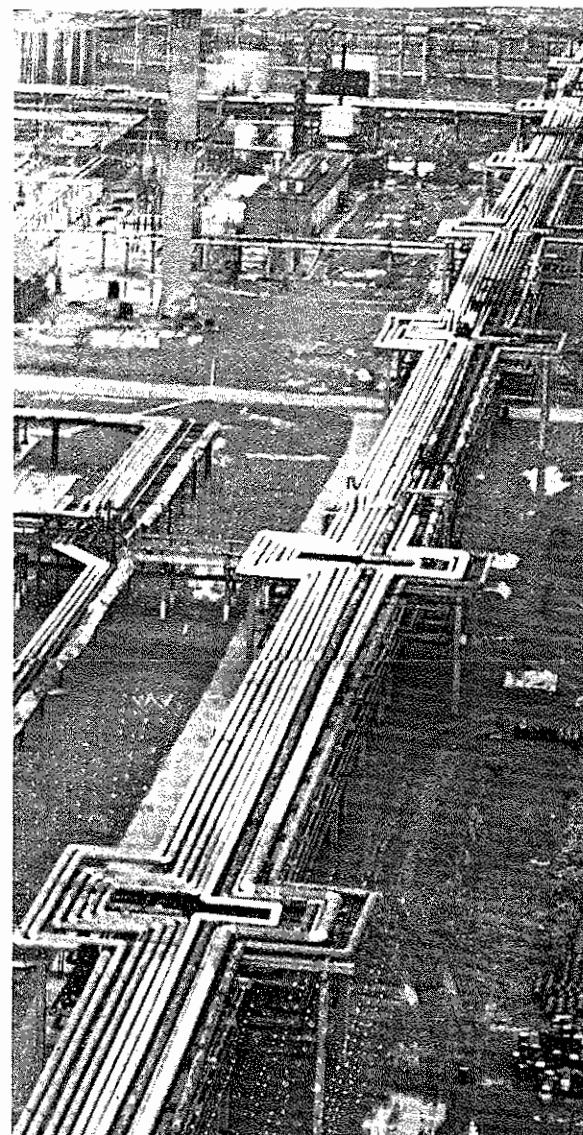
5.- NOTAS FINALES

1.- Del análisis anterior se desprende la importancia que tiene la energía para la producción interna bruta y el desarrollo de los países. Esta situación la han comprendido y manejado a través del tiempo los países desarrollados y las grandes compañías internacionales, al punto que se ha organizado de tal forma la producción, proceso y distribución de los energéticos como para proteger el desarrollo constante de los ya desarrollados y asegurar los intereses de las compañías ya poderosas; todo en desmedro de los países que luchan por alcanzar su bienestar legítimo, dependiendo de las fuentes de energía que les pertenecen.

La consecuencia de este panorama lamentable es una mala distribución de la energía, inequitativa desde todo punto de vista: población, producción, consumo y comercialización. Esta situación se vuelvepectral, más grave, desde el plano de las reservas que se concentran en una zona donde late más vivo el subdesarrollo y que bien puede ser el origen de futuras disputas mundiales de diverso orden.

2.- Latinoamerica se presenta con una capacidad productiva respetable, con excedentes a nivel regional del producto que constituye más del 66 o/o de la fuente total de energía pero que es comercializado internacionalmente fuera de la región: el 86 o/o de petróleo exportable se destina a países de otras zonas y el 76 o/o de los requerimientos para cubrir los déficits de producción se importa de otras regiones.

Esto hace ver que la situación actual de los recursos energéticos en América Latina no es racional, visto desde la perspectiva de las necesidades actuales y futuras de la región. Por ende,



la defensa del factor energético para el desarrollo esperado de América Latina requiere de reorientaciones políticas. El primer paso sería la defensa de las riquezas de energía convencionales actuales y potenciales de la región y sobre todo de los hidrocarburos.

En consecuencia, se impone la organización de un Mercado Latinoamericano de Energía que proteja los recursos de la región. Desde luego, para ello tiene que haber la suficiente decisión de vencer el sometimiento a que están expuestos varios países por parte de naciones poderosas y grandes compañías transnacionales. Deberá fomentarse un comercio intra e interregional que contrarreste tanto la presión de los precios y condiciones de pago, como el comercio de bienes y servicios intercambiados con petróleo. Este y no otro debería ser el objetivo básico de las organizaciones regionales actualmente en funcionamiento, en defensa de los intereses de cada nación y en protección del desarrollo de toda la región.

CUADRO No. 1

MUNDO: DISTRIBUCION PORCENTUAL DE LA PRODUCCION Y CONSUMO DE ENERGIA PRIMARIA SEGUN FUENTE 1974

| | Producción | | | | | | Consumo | | | | | | |
|--|-------------------|-------------------|---------------------------|--------------|------------|---------|--------------------------------|-------------------|-----------|---------------------------|--------------|-------------|---------|
| | Combustibles | | | | | | Combustibles | | | | | | |
| | Carbón mineral | Petróleo crudo | Fósiles Gas natural | Electricidad | Hidráulica | Nuclear | Total (10 ⁶ tep) | Carbón mineral | Derivados | Fósiles Gas natural | Electricidad | Hidráulica | Nuclear |
| Porcentajes | | | | | | | | | | | | Porcentajes | |
| <i>Países con economía de mercado</i> | | | | | | | | | | | | | |
| En desarrollo | 19.7 | 49.7 | 20.4 | 8.6 | 1.6 | — | 4 267 | 20.3 | 48.1 | 20.6 | 9.3 | 1.7 | 3 950 |
| América Latina | 8.8 | 80.1 | 7.7 | 3.4 | — | — | 1 831 | 16.8 | 56.6 | 14.6 | 11.8 | 0.2 | 543 |
| Venezuela | 2.3 | 66.4 | 22.0 | 9.3 | — | — | 386 | 5.1 | 61.5 | 16.7 | 16.7 | — | 216 |
| Otros | — | 78.7 | 20.3 | 1.0 | — | — | 197 | — | 40.0 | 50.0 | 10.0 | — | 20 |
| OTROS | 4.8 | 53.4 | 23.3 | 16.0 | — | — | 189 | 5.7 | 63.5 | 13.0 | 17.8 | — | 192 |
| India | 10.5 | 83.6 | 4.0 | 1.9 | — | — | 1 495 | 24.5 | 53.5 | 13.1 | 8.6 | 0.3 | 327 |
| Indonesia | 76.7 | 9.6 | 1.4 | 10.9 | 1.4 | — | 73 | 65.5 | 22.6 | 1.2 | 9.5 | 1.2 | 84 |
| Corea | — | 91.5 | 7.1 | 1.4 | — | — | 71 | — | 57.1 | 35.7 | 7.2 | — | 14 |
| Países árabes a/ | 90.9 | — | — | 9.1 | — | — | 11 | 50.0 | 45.5 | — | 4.5 | — | 22 |
| Otros | 8.1 | 96.6 | 3.2 | 0.1 | — | — | 1 161 | 1.8 | 50.9 | 43.6 | 3.7 | — | 55 |
| Desarrollados | 50.3 | 31.9 | 8.9 | 8.9 | — | — | 179 | 8.6 | 72.4 | 8.6 | 10.4 | — | 152 |
| Estados Unidos | 28.3 | 25.8 | 30.4 | 12.8 | 2.7 | — | 2 386 | 20.8 | 46.8 | 21.5 | 9.0 | 1.9 | 3 407 |
| Países de Europa | 24.2 | 32.4 | 34.8 | 6.3 | 2.3 | — | 1 470 | 19.4 | 41.5 | 31.6 | 5.5 | 2.0 | 1 683 |
| Occd. | 40.3 | 3.9 | 28.2 | 22.7 | 4.9 | — | 511 | 22.1 | 51.5 | 13.7 | 10.4 | 2.3 | 1 112 |
| Japón | 29.5 | 2.3 | 4.6 | 56.8 | 6.8 | — | 44 | 18.9 | 69.3 | 2.4 | 8.4 | 1.0 | 296 |
| Canadá | 5.1 | 38.9 | 27.4 | 26.9 | 1.7 | — | 234 | 6.7 | 38.1 | 20.6 | 32.5 | 2.1 | 194 |
| Australia | 61.0 | 27.3 | 5.6 | 5.6 | — | — | 72 | 43.6 | 41.8 | 7.3 | 7.3 | — | 55 |
| Sudáfrica | 100.0 | — | — | — | — | — | 43 | 82.4 | 17.6 | — | — | — | 51 |
| Otros b/ | 8.3 | 50.0 | — | 41.7 | — | — | 12 | 6.3 | 62.5 | — | 31.2 | — | 16 |
| <i>Países centralmente planificados</i> | | | | | | | | | | | | | |
| En desarrollo | 50.6 | 30.0 | 15.7 | 3.5 | 0.2 | — | 1 743 | 52.4 | 26.6 | 17.1 | 3.7 | 0.2 | 1 634 |
| China | 79.8 | 15.7 | 0.7 | 3.8 | — | — | 400 | 32.4 | 12.9 | 0.8 | 3.9 | — | 387 |
| Otros c/ | 79.1 | 17.1 | 0.8 | 3.0 | — | — | 368 | 82.4 | 13.6 | 0.9 | 3.1 | — | 353 |
| Desarrollados | 87.5 | — | — | 12.5 | — | — | 32 | 82.4 | 5.9 | 11.7 | — | — | 34 |
| Rusia | 41.9 | 34.3 | 20.2 | 3.4 | 0.2 | — | 1 343 | 43.1 | 30.9 | 22.1 | 3.7 | 0.2 | 2 247 |
| Países de Europa Oriental | 31.2 | 42.7 | 22.0 | 3.9 | 0.2 | — | 1 033 | 34.6 | 35.7 | 25.1 | 4.4 | 0.2 | 897 |
| Mundo | 77.5 | 6.1 | 14.2 | 1.9 | 0.3 | — | 310 | 64.8 | 18.6 | 14.6 | 1.7 | 0.3 | 350 |
| <i>FUENTE:</i> Naciones Unidas, "World Energy Supplies, 1950 - 1974", 1976 | | | | | | | | | | | | | |
| a/ Argelia, Libia, Iran, Iraq, Arabia Saudita. Emiratos, Kuwait, Israel, Nueva Zelandia. c/ Norcorea, Mongolia, Norvietnam | | | | | | | | | | | | | |

CUADRO No. 2
MUNDO: CRECIMIENTO DEL CONSUMO DE ENERGIA TOTAL Y POR HABITANTE

| | Consumo Total (106 tep) | Porcen- taje. | Población Total (106 hab.) | Porcen- taje. | Consumo por habi- tante (Kep) | Consumo Total (106 tep) | Porcen- taje. | Población Total (106 tep) | Porcen- taje. | Consumo por habitante (Kep) | Consumo Población total | Consumo por habitante | |
|-------------------------|-------------------------------|------------------|----------------------------------|------------------|--|-------------------------------|------------------|---------------------------------|------------------|-----------------------------------|-------------------------------|--------------------------|-----|
| <i>Países</i> | | | | | | | | | | | | | |
| desarrollados | 1 613 | 93.1 | 846 | 35.4 | 1 906 | 4 654 | 83.3 | 1 119 | 28.7 | 4 159 | 4.5 | 1.2 | 3.3 |
| Países en desarrollo | 119 | 6.9 | 2 544 | 64.6 | 77 | 930 | 16.7 | 2 775 | 71.3 | 335 | 8.9 | 2.5 | 6.4 |
| América Latina | 43 | 2.5 | 158 | 6.6 | 272 | 216 | 3.9 | 315 | 8.1 | 686 | 7.0 | 3.0 | 3.9 |
| Otros | 76 | 4.4 | 1 386 | 58.0 | 54 | 714 | 12.8 | 2 460 | 63.2 | 290 | 9.7 | 2.4 | 7.3 |
| Mundo | 1 732 | 100.0 | 2 390 | 100.0 | 725 | 5 584 | 100.0 | 3 894 | 100.0 | 1 434 | 5.0 | 2.1 | 2.9 |

FUENTE: Naciones Unidas "World Energy Supplies 1950-1974", 1976

CUADRO No. 3
ESTRUCTURA DE LAS IMPORTACIONES DE PETROLEO CRUDO
SEGUN ORIGEN DE ABASTECIMIENTO 1976 – 1977
(en barriles diarios)

| PAIS | IMPORTACION TOTAL | PROCEDENTE DE LA REGION | % | PROCEDENTE FUERA DE LA REGION | % |
|---------------------|----------------------|----------------------------|-------------|----------------------------------|-------------|
| BARBADOS | (1) | | | | |
| BRASIL | 595,000 | 14,000 | 2,3 | 581,000 | 97.7 |
| COLOMBIA | 26,000 | 26,000 | 100,0 | | |
| COSTA RICA | 6,300 | 6,300 | 100,0 | | |
| CUBA | 115,000 | | | 115,000 | 100.0 |
| CHILE | 59,000 | 23,000 | 3,9 | 36,000 | 61.0 |
| GUAYANA | (1) | | | | |
| HAITI | (1) | | | | |
| HONDURAS | 13,000 | 13,000 | 100.0 | | |
| JAMAICA | 25,700 | 25,700 | 100.0 | | |
| PANAMA | 59,200 | 58,900 | 99.5 | 300 | 0.5 |
| PARAGUAY | 5,000 | | | 5,000 | 100.0 |
| PERU | 19,200 | 19,200 | 100.0 | | |
| REP. DOMINICANA | 10,000 | 10,000 | 100.0 | | |
| URUGUAY | 35,000 | 3,500 | 10.0 | 31,500 | 90.0 |
| TOTAL OLADE | 968,400 | 199,600 | 20.6 | 768,800 | 79.4 |
| ARGENTINA | 43,000 | 16,000 | 38.0 | 26,700 | 62.0 |
| BAHAMAS | (2) | | | | |
| EL SALVADOR | 13,300 | 13,300 | 100.0 | | |
| GRANADA | (2) | | | | |
| GUATEMALA | 14,500 | 14,500 | 100.0 | | |
| NICARAGUA | 12,700 | 12,700 | 100.0 | | |
| SURIMAN | (2) | | | | |
| TOTAL REGION | 1051,900 | 256,400 | 24.4 | 795,500 | 75.6 |

(1) No importa petróleo crudo

(2) Sin información

FUENTE: OLADE

CUADRO No. 4

ESTRUCTURA DE LAS EXPORTACIONES DE PETROLEO CRUDO

SEGUN DESTINO DURANTE 1976 - 1977

(en miles de barriles/día)

| PAIS | EXPORTACION TOTAL | A LA REGION | % | FUERA DE LA REGION | % |
|---------------|----------------------|----------------|----|-----------------------|-----|
| BOLIVIA | 24,000 | 20,000 | 83 | 4,000 | 17 |
| ECUADOR | 146,000 | 77,400 | 53 | 68,600 | 47 |
| MEXICO | 102,000 | - | - | 102,000 | 100 |
| TRINIDAD Y T. | 130,000 | - | - | 130,000 | 100 |
| VENEZUELA | 1.371,000 | 159,000 | 12 | 1.212,000 | 88 |
| | 1.773,000 | 256,400 | 14 | 1.516,600 | 86 |

FUENTE: OLADE

PETROLEO Y BALANZA COMERCIAL EN ALGUNOS PAISES

(Valores en Millones de U.S. Dólares)

| | 1 9 7 2 | | | 1 9 7 5 | | | 1 9 7 6 | | |
|--------------------|------------------------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------------|----------------------|-----------------------------|------------------------------------|----------------------|-----------------------------|
| | Importaciones Petróleras Brutas | Balanzas Petróleo | Comerciales Total Bienes | Importaciones Petróleras Brutas | Balanzas Petróleo | Comerciales Total Bienes | Importaciones Petróleras Brutas | Balanzas Petróleo | Comerciales Total Bienes |
| Europa Occidental* | <u>17.927</u> | - <u>13.489</u> | - <u>6.585</u> | <u>60.773</u> | - <u>49.728</u> | - <u>15.403</u> | - | - | - |
| Francia | <u>2.961</u> | - <u>2.538</u> | - <u>555</u> | <u>10.394</u> | - <u>9.301</u> | + <u>1.161</u> | Dic. | <u>12.424</u> | - <u>11.159</u> |
| Alemania | <u>3.298</u> | - <u>2.898</u> | + <u>6.510</u> | <u>12.031</u> | - <u>11.216</u> | + <u>15.696</u> | Nov. | <u>12.951</u> | - <u>12.109</u> |
| Italia | <u>2.619</u> | - <u>1.829</u> | - <u>713</u> | <u>9.508</u> | - <u>7.587</u> | - <u>3.567</u> | Nov. | <u>9.000</u> | - <u>7.192</u> |
| Reino Unido | <u>2.921</u> | - <u>2.373</u> | - <u>3.525</u> | <u>9.967</u> | - <u>7.370</u> | - <u>9.817</u> | En. 77 | <u>898</u> | - <u>643</u> |
| Otros | <u>6.128</u> | - <u>3.851</u> | - <u>8.302</u> | <u>18.873</u> | - <u>13.754</u> | - <u>18.876</u> | | - | - |
| Norteamérica | <u>5.097</u> | - <u>3.559</u> | - <u>5.427</u> | <u>31.739</u> | - <u>27.573</u> | + <u>2.124</u> | | <u>35.202</u> | - <u>31.861</u> |
| Canadá | <u>868</u> | + <u>296</u> | + <u>1.012</u> | <u>3.455</u> | - <u>196</u> | - <u>1.652</u> | Nov. | <u>3.302</u> | - <u>961</u> |
| U.S.A. | <u>4.229</u> | - <u>3.855</u> | - <u>6.439</u> | <u>28.284</u> | - <u>27.377</u> | + <u>3.776</u> | Dic. | <u>31.900 e</u> | - <u>30.900 e</u> |
| Japón | <u>4.466</u> | - <u>4.407</u> | + <u>5.120</u> | <u>21.001</u> | - <u>20.842</u> | - <u>2.102</u> | Nov. | <u>21.044</u> | - <u>20.997</u> |
| | | | | | | | | | + <u>1.087</u> |

* Excluye: Finlandia, Islandia, Noruega e Irlanda.

** Exportaciones FOB menos Importaciones CIF, excepto en Francia y USA (Importaciones FOB)

Fuente: Oil and Energy Trends - Marzo 1977

CMB/mgg

770803



INDICADORES SOCIO-ECONOMICOS EN EL DESARROLLO ENERGETICO LATINOAMERICANO *

| PAIS | POBLACION (1) | SUPERFICIE (2) | PIB (3) | PIB PER CAPITA (4) | PRODUCCION DE ENERGETICOS (5) | CONSUMO DE ENERGETICOS (6) | IMPORTACION DE PETROLEO (7) | EXPORTACION DE PETROLEO (8) | IMPORTACION DE PETROLEO COMO PORCENTAJE DE IMP. | | CAPACIDAD REFINACION CRUDO (10) | CAPACIDAD ELECTRICA INSTALADA (11) |
|----------------------|------------------|-------------------|-------------|--------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|--|---|---------------------------------------|--|
| | | | | | | | | | COMO PORCENTAJE DE IMP. TOTALES (9) | COMO PORCENTAJE DE IMP. TOTALES (9) | | |
| ARGENTINA | 25.036.300 | 2.776.656 | 35.689.4 | 1.425 | 32.016 | 30.062 | 43.000 | - | 9 | 683.8 | 9.260 | |
| BARBADOS | 242.000 | 430 | 174.5 | 721 | S.D. | 183 | - | - | 13.5 | 3.0 | S.D. | |
| BOLIVIA | 5.633.800 | 1.098.581 | 1.581.6 | 280 | 5.915 | 1.066 | - | 24.000 | - | 33.7 | 346 | |
| BRASIL | 107.145.200 | 8.511.965 | 82.359.2 | 768 | 31.425 | 58.311 | 595.000 | - | 20.8 | 986.3 | 16.807 | |
| COLOMBIA | 23.415.800 | 1.138.338 | 10.798.7 | 461 | 16.173 | 12.840 | 26.000 | - | - | 171.5 | 3.663 | |
| COSTA RICA | 1.990.000 | 50.900 | 1.544.5 | 776 | 405 | 929 | 6.300 | - | 8.9 | 11.0 | 407 | |
| CUBA | 9.183.000 | 114.524 | 6.770.2 (*) | 737 | 240 | 7.036 | 115.000 | - | S.D. | 122.0 | 1.645 | |
| CHILE | 10.253.000 | 756.945 | 9.481.1 | 924 | 10.173 | 8.692 | 59.000 | - | 15.8 | 149.2 | 2.572 | |
| ECUADOR | 6.690.000 | 270.670 | 2.881.0 | 430 | 8.725 | 1.767 | - | 146.000 | - | 43.9 | 407 | |
| EL SALVADOR | 4.108.400 | 20.935 | 1.778.7 | 432 | 143 | 699 | 13.300 | - | 11.9 | 14.0 | 306 | |
| GUATEMALA | 5.852.000 | 108.889 | 3.636.7 | 621 | 100 | 1.000 | 14.500 | - | 14.4 | 24.8 | 246 | |
| GUYANA | 560.620 | 231.753 | 333.5 | 594 | S.D. | 476 | - | - | S.D. | - | 170 | |
| HAITI | 4.583.800 | 27.750 | 688.3 | 150 | 41 | 122 | - | - | 16.0 | - | 75 | |
| HONDURAS | 2.712.000 | 112.088 | 999.6 | 368 | 122 | 529 | 13.000 | - | 18.5 | 14.0 | 144 | |
| JAMAICA | 2.014.000 | 10.962 | 2.186.7 | 1.085 | 36 | 1.912 | 25.700 | - | 18.8 | 32.6 | 677 | |
| MEXICO | 60.094.000 | 1.967.183 | 46.711.4 | 777 | 60.884 | 51.598 | - | 102.000 | - | 760.0 | 9.647 | |
| NICARAGUA | 2.143.400 | 139.000 | 1.390.4 | 648 | 118 | 685 | 12.700 | - | 10.8 | 13.2 | 262 | |
| PANAMA | 1.667.700 | 75.650 | 1.717.5 | 1.029 | 30 | 1.129 | 59.200 | - | 31.2 | 100.0 | 315 | |
| PARAGUAY | 2.646.900 | 406.752 | 995.9 | 376 | 132 | 393 | 5.000 | - | 27.2 | 5.0 | 166 | |
| PERU | 15.615.000 | 1.280.219 | 9.274.7 | 593 | 6.925 | 7.536 | 19.200 | - | 6.4 | 129.7 | 2.354 | |
| REPUBLICA DOMINICANA | 4.725.000 | 48.442 | 2.920.0 | 617 | 56 | 1.328 | 10.000 | - | 14.1 | 48.0 | 443 | |
| TRINIDAD Y TOBAGO | 1.096.400 | 5.128 | 1.296.5 | 1.182 | 12.893 | 2.698 | - | 130.000 | - | 461.0 | 334 | |
| URUGUAY | 2.764.000 | 186.926 | 2.651.7 | 959 | 407 | 1.977 | 35.000 | - | 36.9 | 45.9 | 671 | |
| VENEZUELA | 11.993.100 | 898.805 | 17.823.7 | 1.486 | 198.043 | 20.941 | - | 1.371.000 | - | 1.450.8 | 4.305 | |

(1) INFORMACION A 1975 EN MILLONES. FUENTE BID.

(2) KILOMETROS CUADRADOS.

(3) PIB 1975 EN MILLONES DE US\$ 1973. FUENTE BID; (*) INFORMACION A 1973 EN MILLONES US\$ DE 1970. FUENTE: ESCALA CONTRIBUCIONES OLADE.

(4) (3) / (1) DOLARES.

(5) PRODUCCION DE ENERGIA COMERCIAL. INCLUYE ENERGIA TERMONUCLEAR, EXCLUYE COMBUSTIBLE VEGETALES. FUENTE: CEPAL, SOBRE LA BASE DE DATOS OFICIALES 1974 MILES DE T.E.P. DE 10.700 Kcal/KG

(6) CONSUMO DE ENERGIA COMERCIAL. EXCLUYE CONSUMO DE COMBUSTIBLES VEGETALES. FUENTE: CEPAL, MILES DE T.E.P. DE 10.700 Kcal/KG. 1974.

(7) EN MILES DE BARRILES DIARIOS. FUENTE: OLADE. INFORMACION A 1976.

(8) EN MILES DE BARRILES DIARIOS. FUENTE: OLADE. INFORMACION A 1976.

(9) PORCENTAJES. FUENTE: INTERNATIONAL FINANCIAL STATISTICS. MARZO 1975 - FMI.

(10) INFORMACION A 1975. MILES DE BARRILES DIARIOS. FUENTE: CEPAL SOBRE LA BASE DE DATOS DE TWENTIETH CENTURY PETROLEUM STATISTICS OIL AND GAS JOURNAL Y OTRAS PUBLICACIONES.

(11) CAPACIDAD INSTALADA 1974 EN MILES DE KW. FUENTE: AN EXTRACT OF GLOBAL ENERGY STATISTICS. STATISTICAL OFFICE DEPARTMENT OF ECONOMIC AND SOCIAL AFFAIRS, N.U.

S.D. SIN DATOS

*

Datos procesados en el Dpto. de Información y Estadística de la OLADE. La información incluida en este cuadro no es de carácter OFICIAL.

LA GEOTERMIA COMO POSIBILIDAD ENERGETICA EN AMERICA LATINA

Gustavo Rodriguez Elizarraras
Funcionario Internacional
de la OLADE

La energía geotermal o geotérmica, es el calor natural de la tierra aprovechado por medio de fluidos sub-superficiales. La temperatura de la tierra, de acuerdo a sus características físicas, aumenta su temperatura con la profundidad, siendo ésta mayor en zonas magmáticas o volcánicas. Así, las localizaciones geotérmicas están normalmente asociadas con la actividad sísmica y con las áreas de volcanismo reciente (*).

En la naturaleza se pueden encontrar los recursos geotérmicos de varias formas; los geyseres, producen un vapor seco que es el ideal para generar electricidad por su fácil manejo pero, desgraciadamente, no son frecuentes los yacimientos de estas características (**).

Por el contrario, los sistemas hidrotermales predominan en las localizaciones geotérmicas, aunque su manejo presenta todavía ciertas limitaciones en términos de aprovechamiento total del calor.

Teóricamente, existen otras dos posibilidades: a) los sistemas geopresurizados, y b) los sistemas de roca caliente seca, pero ambos están todavía fuera del control de la tecnología actual.

Aprovechamiento como Fuente Calorífica

El primer uso que la humanidad dió a las fuentes geotermicas fue aprovechando su corriente calorífica para calentar sus habitaciones o como aprovechamiento en tratamientos médicos, gracias a las propiedades de sus fuentes termales.

(*) Ver mapa mundial de la actividad sísmica.

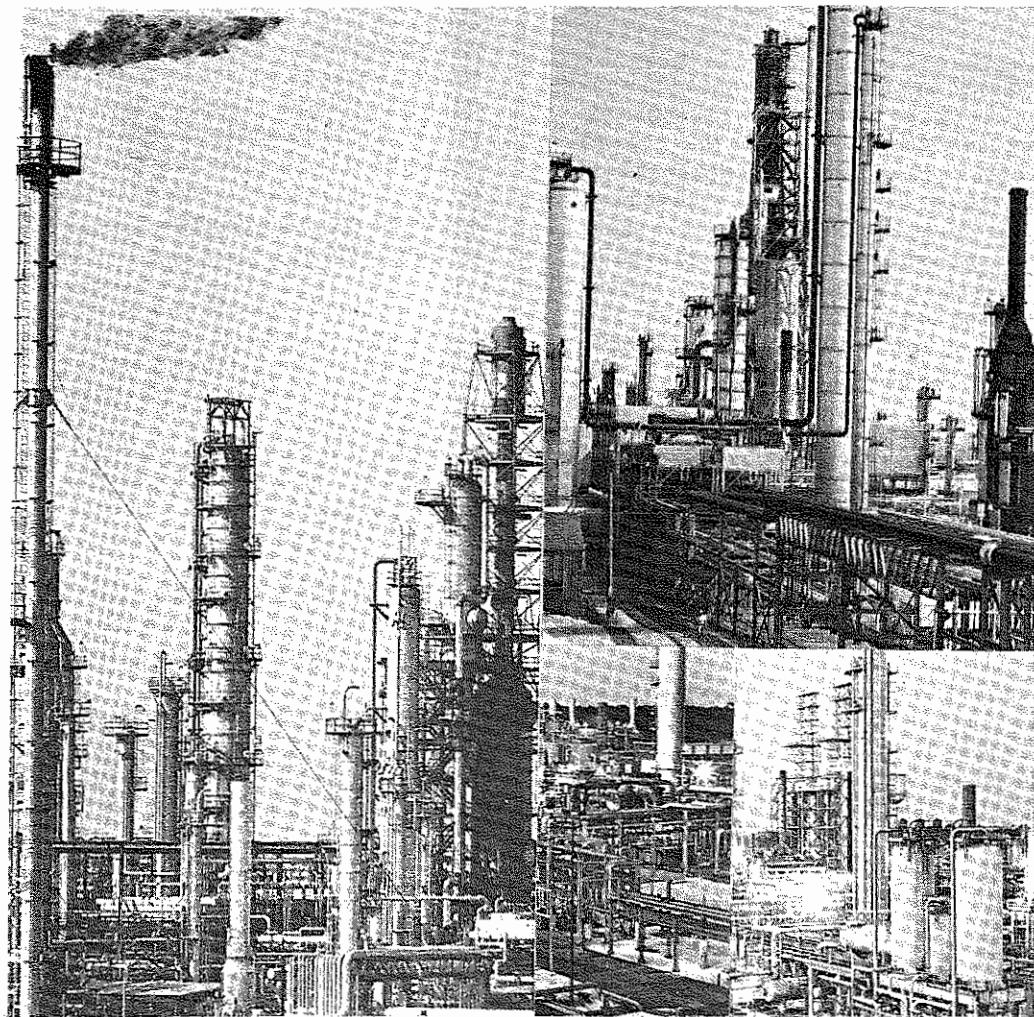
(**) Larderello, en Italia y los Geysers en California son campos de vapor seco.

Islandia, por ahora, es el país que mejor aprovecha sus recursos geotermicos para la calefacción de

Ingeniero Petrolero UNAM, MEXICO
Post-Grado en Economía de la Energía,
Grenoble, Francia.

Ex-Jefe de la Programación del Sector
Energético; Secretaría de Programación y
Presupuesto, MEXICO.

Asesor de la Comisión de Energéticos de
Méjico.



sus viviendas y edificios; actualmente, cerca del 55 % de sus habitantes utilizan ese calor para tal fin. En Nueva Zelanda se aprovecha también, aparte de su fin eléctrico, como calefactor y enfriador de casas habitación y edificios. En Latinoamerica no se ha aprovechado hasta la fecha la corriente geotermal como calefactor.

Aprovechamiento como Generadora de Energía Eléctrica.

Del total estimado de los aprovechamientos geotérmicos actuales (2,247 MW Geotérmicos) (*), aproximadamente el 60 % se utiliza para generar electricidad, el resto en fines no energéticos, incluyendo los aprovechamientos turísticos. Si excluimos la potencialidad utilizada para estos últimos fines, el aprovechamiento geotermoeléctrico, de lo hasta ahora aprovechado, es de cerca de 90 %.

Como se puede apreciar, es realmente la generación de energía eléctrica el objetivo primordial del aprovechamiento geotérmico. Italia, fue el primer país que aprovechó esta energía para tal fin casi desde principios de siglo; Nueva Zelanda desde hace

aproximadamente tres décadas. Posteriormente, se inició su aprovechamiento en la Unión Soviética, Japón y Estados Unidos. Ultimamente, se ha iniciado la operación de plantas en México y El Salvador.

Actualmente, se estima que la capacidad instalada total en el mundo es de aproximadamente 1.300 MW. Estados Unidos es quien tiene la mayor capacidad instalada en el mundo, con 500 MW, seguida por Italia con 420 MW y Nueva Zelanda con 200 MW. Estos países tienen el 90 % de la capacidad instalada total y la mayor experiencia en el aprovechamiento de este recurso. Japón, por su parte, se puede transformar en un futuro próximo en el país con mayor capacidad instalada.

(*) The Second U. N. Geothermal Symposium, San Francisco, 1975.

Debido al impulso que se le está dando a ese recurso y a las localizaciones adecuadas con que cuenta, así como al avance tecnológico que han logrado en los últimos años.

ESTADO ACTUAL DE LA ENERGIA GEOTERMICA EN AMERICA LATINA:

México es el país latinoamericano con más experiencia en este campo de la energía; desde fines de los años cincuenta comenzó a operar una pequeña planta piloto en Pathe, Estado de Hidalgo. Posteriormente, en el área de Cerro Prieto, en la parte norte de la Península de Baja California, se inició la exploración y la consecuente perforación de pozos en las localidades adecuadas para aprovechar esta energía. Actualmente están operando dos unidades de 37.5 MW cada una y se espera que para 1982 la capacidad instalada en esa área alcanzará los 300 MW.

El Salvador inició en el año 1965 las investigaciones que condujeron a la instalación de dos unidades de 30 MW cada una, actualmente ya en operación, en la zona de Ahuachapán. El número de localizaciones con posibilidades de aprovechamiento geotérmico es, según los estudios, de doce.

En Chile, en el campo El Tatio, se tiene ya la entalpía necesaria para instalar 25 MW, pero algunos problemas técnicos han diferido el programa de instalación.

Possibilidades en nuestra Región

Para utilizar el calor de la tierra en la generación de energía eléctrica, un yacimiento debe contar, al menos con la tecnología actual, con las siguientes características:

1. Altas temperaturas ($\geq 150^{\circ}\text{o C}$)
2. Profundidades no mayores a 2.500 mts.
3. Altas permeabilidades a los fluidos
4. Buena entrada de agua al yacimiento
5. No corrosividad de los fluidos y bajo contenido de sólidos.

Con ello, se ve que no cualquier localización geotermal es apta para aprovecharla en la generación eléctrica, por lo que, de las múltiples anomalías en la Región, sólo algunas podrán ser aprovechadas.

En Latinoamérica, prácticamente todo el litoral pacífico tiene actividad volcánica asociada a la energía geotérmica; también se extiende a zonas como el eje Neovolcánico en México, el norte de Colombia y Venezuela y todo el Caribe, exceptuando Cuba. La distribución de las fuentes geotérmicas se pueden ver en el mapa adjunto.

Fuera de los países ya mencionados -Chile, El Salvador y México-, se ha iniciado la exploración y estudios para el aprovechamiento geotérmico en los siguientes países:

BOLIVIA: Recientemente se han iniciado los primeros pasos en la parte sudoccidental del país para evaluar las posibilidades existentes en el área vecina, a través de la Cordillera de El Tatio en Chile.

COLOMBIA: Como el resto de los países andinos, Colombia se encuentra en el grupo de países con posibilidades geotérmicas, pero su generación eléctrica depende en alrededor del 77 o/o de plantas hidroeléctricas, gracias a su favorable situación para el aprovechamiento de este recurso. Adicionalmente, es el país latinoamericano que cuenta con el 65 o/o de las reservas totales de carbón de la Región, aparte de ser potencialmente importante productor de hidrocarburos.

Lo anterior puede explicar el poco interés aparente que Colombia le ha prestado a la Geotermia; sin embargo, en el Departamento de Caldas se ha iniciado una investigación preliminar por parte de la Central Hidroeléctrica de Caldas (CHEC), conjuntamente con el Ente Nazionale Per l'energie Elettriche (ENEL) de Italia sobre las posibilidades geotérmicas del Macizo Volcánico de Ruiz, como elemento de apoyo local en la oferta de energía eléctrica.

COSTA RICA: Actualmente se están realizando investigaciones en la Provincia de Guanacaste con miras a completar un estudio de factibilidad.



GUATEMALA: A fines de 1975 se iniciaron las exploraciones que desembocaron a la perforación del primer pozo en el área de MOYUTA, con una profundidad de 800 mts., sin embargo, los resultados iniciales son incompletos y hay necesidad de seguir explorando.

HONDURAS: No se han realizado prácticamente estudios, aunque se conocen unos 60 sitios con manifestaciones geotermicas, algunos con temperaturas suficientemente altas.

NICARAGUA: El campo MOMOTOMBO presenta posibilidades favorables, pero no se ha avanzado lo suficiente para determinar la aplicación de la tecnología adecuada a las condiciones del yacimiento.

PANAMA: En 1975 se iniciaron investigaciones sistemáticas que condujeron a localizar más de 20 sitios con manifestaciones geotérmicas.

En los demás países latinoamericanos, que caen dentro de la franja geotermal, nada o poco se ha hecho respecto a esta fuente energética, por lo que se está en posibilidades de desarrollar programas que permitan a estos países (Ecuador, Argentina, Venezuela, y Perú) empezar los estudios que (permitan) determinen la factibilidad de iniciar proyectos geotérmicos.

Con la técnica actual, la Geotermia difícilmente participará en forma importante en la oferta de energía eléctrica, tanto en el mundo entero como regionalmente en América Latina. Es posible, que con técnicas, hasta ahora en proyectos piloto, como la Geopresurización o la Roca seca, su participación sea más importante, pero ésto no se considera posible antes del próximo siglo.

Sin embargo, la división geo-política de nuestra región presenta la posibilidad que países como los del Istmo Centroamericano, los del Caribe y algunos de América del Sur (Ecuador y Bolivia) encuentren en la Geotermia una importante fuente alternativa de energía que, sin lugar a dudas, les representaría la posible sustitución de los hidrocarburos, que, con excepción de Ecuador y Bolivia, importan con grandes sacrificios para sus débiles economías.

De acuerdo al cuadro siguiente donde se muestra la generación total, en GWH, de algunos países latinoamericanos con posibilidades geotérmicas, se ob-

serva que en aquellos países donde su generación total bruta va de 500 a 2000 GWH, la geotermia puede participar sensiblemente, ya que en promedio cada KW geotérmico instalado genera cerca de los 7000 KWH anuales.

**GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA
EN 1975 DE ALGUNOS PAISES
LATINOAMERICANOS CON
POSIBILIDADES GEOTERMICAS**

(GWH)

| | |
|-------------|----------|
| ARGENTINA | 29,4690 |
| BOLIVIA | 1,066.0 |
| COSTA RICA | 1,386.5 |
| CHILE | 8,732.0 |
| ECUADOR | 1,581.0 |
| EL SALVADOR | 950.6 |
| GUATEMALA | 941.5 |
| HONDURAS | 510.5 |
| MEXICO (*) | 49,895.0 |
| NICARAGUA | 792.8 |
| PANAMA | 1,154.0 |
| PERU | 7,697.0 |
| VENEZUELA | 20,356.0 |

FUENTE: CENTROAMERICA: CEPAL

OTROS PAISES: CIER

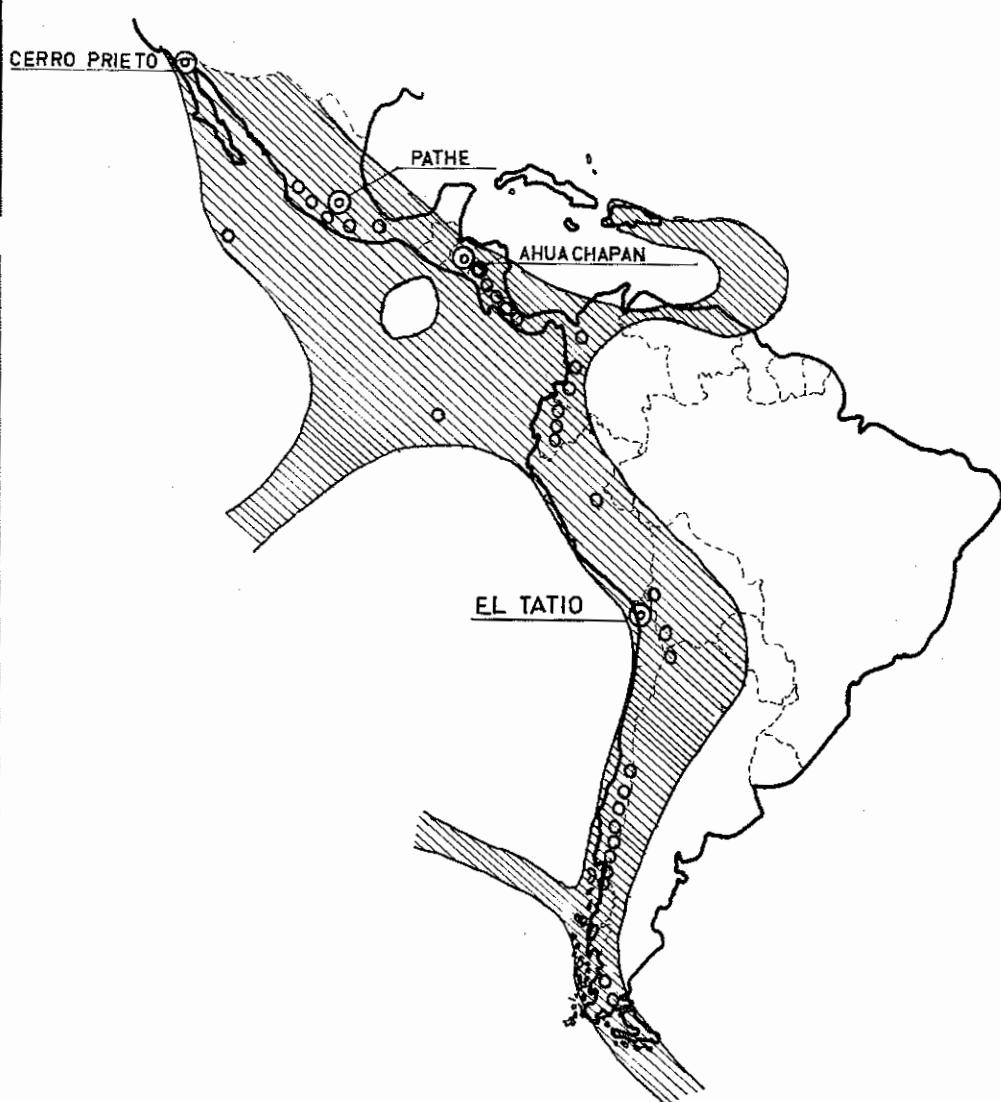
(*) Estimado

De los anteriores países, El Salvador y México iniciaron entre 1975 y 1976 la operación de sus primeras plantas geotérmicas y, si bien para México sus primeros 75 MW instalados participan apenas con alrededor del 1.0 o/o de la generación bruta del país, para El Salvador, sus 60 MW iniciales representan una participación en la generación total de cerca de un 33 o/o.

De lo anterior se deduce que mientras en países de gran extensión territorial y grandes necesidades comparativas de energía, como pueden ser Argentina y México, la geotermia no será, por el momento, más que una fuente marginal de energía, en países pequeños y de baja demanda de energía ésta fuente puede significar un valioso aporte en su oferta de electricidad.



REGIONES GEOTERMICAS DE LATINO AMERICA



◎ DESARROLLOS ACTUALES
○ LOCALIZACIONES

■ REGIONES GEOTERMICAS

FUENTE GEOECONOMICS INC. NEW YORK 1974

WORLDWIDE GEOTHERMAL ENERGY RESOURCE DEVELOPMENT

MAP BY

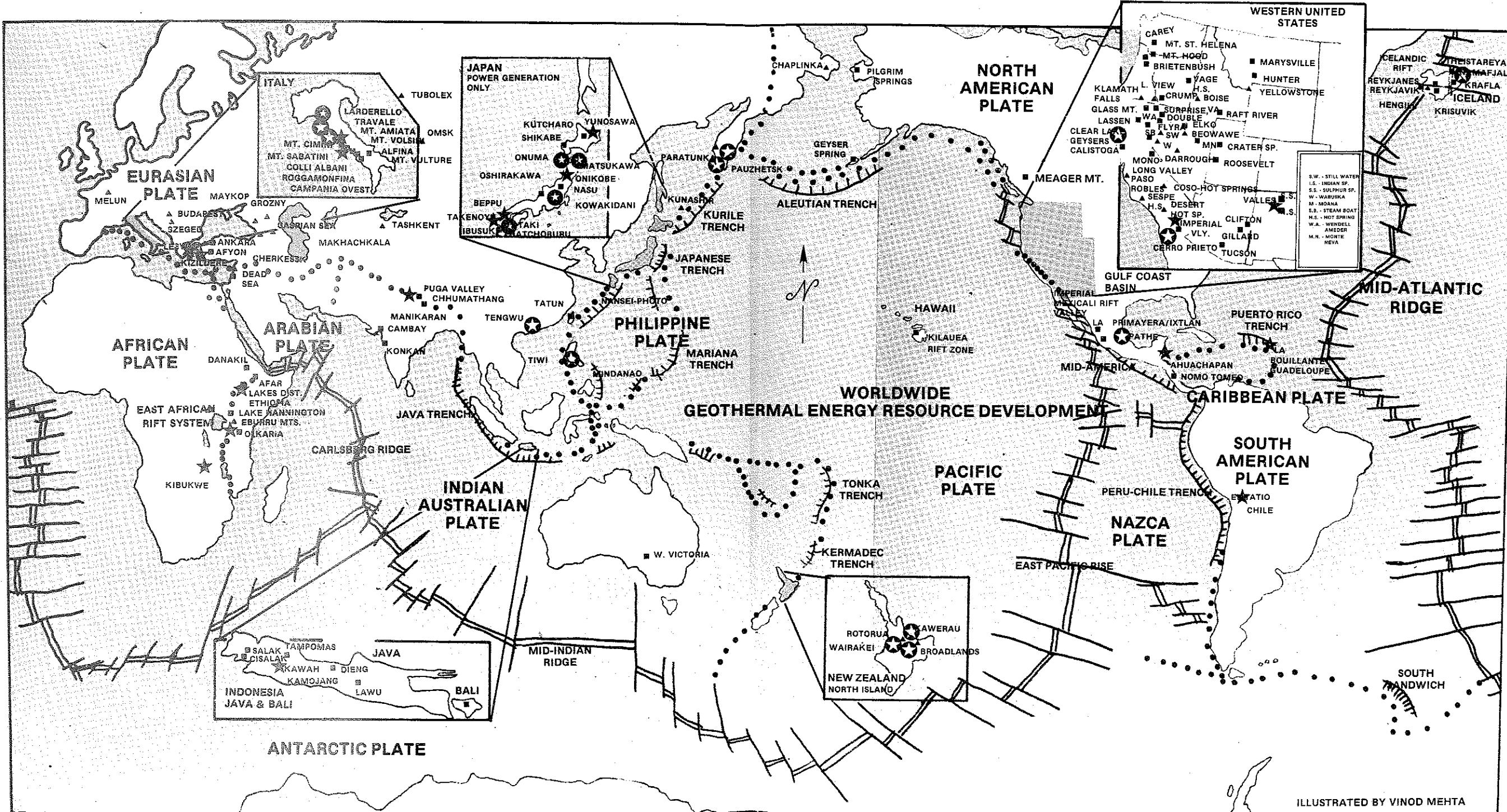
Prem K. Saint and Abel Jasso
California State University at Fullerton

- LEGEND**
- EXISTING GEOTHERMAL POWER PRODUCTION
 - ★ GEOTHERMAL POWER UNDER TEST OR CONSTRUCTION
 - ▲ NON-ELECTRIC USES OF GEOTHERMAL ENERGY
 - ONGOING GEOTHERMAL EXPLORATION OR KNOWN GEOTHERMAL RESOURCE AREAS (KGRA)

- MID-OCEANIC RIDGE/RIFTS**

OCEAN TRENCH

PLATE BOUNDARY

ILLUSTRATED BY VINOD MEHTA

**MINISTERIO DE ENERGIA
Y MINAS**

**D
O
C
U
M
E
N
T
O
S**

I.P.E.N.

*Instituto Peruano de Energía
Nuclear 1977*

**LEY ORGANICA DEL INSTITUTO DE ENERGIA
NUCLEAR**

DECRETO LEY No. 21875

5 de Julio de 1977

EL PRESIDENTE DE LA REPUBLICA

POR CUANTO:

**EL GOBIERNO REVOLUCIONARIO HA DADO EL
DECRETO – LEY SIGUIENTE:**

EL GOBIERNO REVOLUCIONARIO

CONSIDERANDO:

Que el Decreto Ley 21094, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas, creó el Instituto Peruano de Energía Nuclear como Organismo Público Descentralizado de dicho Sector;

Que de conformidad con lo dispuesto en el Artículo 2o. del referido Decreto Ley, los Organismos Públicos Descentralizados se rigen por sus propias Leyes, por lo que resulta necesario dictar la Ley Orgánica del Instituto Peruano de Energía Nuclear;

En uso de las facultades de que está investido; y
Con el Voto Aprobatorio del Consejo de Ministros;
Ha dado el Decreto Ley siguiente:

**LEY ORGANICA DEL INSTITUTO PERUANO
DE ENERGIA NUCLEAR**

CAPITULO I

CONTENIDO Y ALCANCE

Artículo 1o.— La presente Ley determina las funciones y organización del Instituto Peruano de Energía Nuclear.

Artículo 2o.— El Instituto Peruano de Energía Nuclear es el Organismo Público Descentralizado del Sector Energía y Minas encargado de promover, asesorar, coordinar, controlar, representar y organizar las acciones para el desarrollo de la energía nuclear y sus aplicaciones en el país, de acuerdo con la política del Sector.

CAPITULO II

DENOMINACION, DOMICILIO Y DURACION

Artículo 3o.— El Instituto Peruano de Energía Nuclear, al que se le designará con la sigla IPEN, es persona jurídica de Derecho Público Interno, con autonomía técnica, económica y administrativa.

Artículo 4o.— El IPEN tiene su domicilio legal y sede principal en la ciudad de Lima, pudiendo establecer oficinas regionales en diferentes lugares de la República en coordinación con los planes de regionalización del país a medida que sus necesidades lo requieran.

Artículo 5o.— La duración del IPEN es ilimitada.

CAPITULO III

FUNCIONES

Artículo 6o.— Son funciones del IPEN:

- a) Planificar, desarrollar y perfeccionar en el Perú la infraestructura científica y tecnológica necesaria para la utilización de la energía nuclear;
- b) Asesorar al Sector en todos los asuntos relacionados con la energía nuclear;
- c) Promover, organizar, coordinar y controlar, todas las investigaciones científicas, desarrollos y aplicaciones tecnológicas y procesos industriales que posibiliten el uso de la energía nuclear en beneficio del desarrollo y bienestar del país;
- d) Expedir normas, licencias y regulaciones relativas a Seguridad Nuclear y Protección Radiológica referente a las diversas acciones de producción y utilización de equipos, fuentes y materiales radioactivos y fiscalizar su cumplimiento;
- e) Realizar en exclusividad toda operación de exploración, explotación, y beneficio de Materiales Nucleares existentes en el territorio nacional, comprendiendo las ubicadas en áreas de concesión e incluyendo el mar territorial, así como el ciclo completo del combustible nuclear;
- f) Controlar y/o ejecutar en representación del Estado, la obtención de sustancias radiactivas como sub-producto de la explotación de otros minerales y afectuar su recuperación;
- g) Realizar y/o autorizar la importación y exportación de sustancias radiactivas, así como el control de su distribución, comercialización y uso;
- h) Formular y conducir programas educativos para la formación de profesionales especializados en el conocimiento, uso y aplicación de la energía nuclear;
- i) Participar en la representación del país antes los Organismos científicos y técnicos internacionales y en eventos y reuniones relacionados con la energía nuclear y radiaciones ionizantes.

CAPITULO IV

ESTRUCTURA ORGANICA

Artículo 7o.— El IPEN tiene la siguiente estructura orgánica:

- a) Organos de Gobierno:
Presidencia
Dirección Ejecutiva
- b) Organo Consultivo:
Consejo Consultivo Científico-Tecnológico
- c) Organo de Control:
Oficina de Control Interno
- d) Organos de Asesoramiento:
Oficina de Asesoría Jurídica
Oficina de Relaciones Internacionales
Oficina de Planificación y Racionalización
- e) Organos de Apoyo:
Oficina de Administración
Oficina de Comunicación e Información
Oficina de Estadística
- f) Organos de Línea:
División de Proyectos Especiales
División de Materias Primas
División de Aplicaciones
División de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica
División de Capacitación e Información Técnica
- g) Organos Desconcentrados:
Oficinas Regionales

Artículo 8o.— La Presidencia del IPEN constituye el más alto nivel de decisión del Instituto y como tal aprueba la política, objetivos y metas de la Institución en armonía con la política del Sector Energía y Minas.

El Presidente es el Titular del Pliego y ejerce la representación legal de la Institución y tiene las siguientes atribuciones:

- a) Dirigir las actividades del Instituto de conformidad con los lineamientos de la política que en la materia establece el sector;
- b) Representar al Instituto en los actos oficiales ante las autoridades nacionales y ante organismos internacionales cuyas funciones tengan vinculación con las actividades del Instituto;
- c) Formular el programa de actividades y el presupuesto del IPEN y controlar su ejecución;
- d) Ordenar y aprobar los informes de auditoría interna

de acuerdo con las disposiciones legales correspondientes;

- e) Realizar las demás actividades y funciones que la presente Ley Orgánica, su Reglamento y otras disposiciones le confieran.

Artículo 9o.— La Dirección Ejecutiva está a cargo de un Director Ejecutivo quien es la más alta autoridad después del Presidente y tiene por delegación de éste, las funciones de dirigir, coordinar, controlar y ejecutar las acciones y el funcionamiento de los Organos del IPEN. Además asumir otras funciones que le confiera la Presidencia de la Institución.

Artículo 10o.— El Consejo Consultivo Científico-Tecnológico tiene como misión asesorar a la Presidencia del IPEN en el cumplimiento de las funciones asignadas al Instituto y está integrado por profesionales, técnicos y científicos más calificados en las actividades relacionadas con la aplicación de la energía nuclear.

Artículo 11o.— La Oficina de Controlar Interno es el órgano que dentro del IPEN cumple las disposiciones del Sistema Nacional de Control de la actividad pública.

Artículo 12o.— La Oficina de Asesoría Jurídica se encarga de asistir al Instituto en asuntos jurídicos y de recopilar sistemáticamente la legislación vigente.

Artículo 13o.— La Oficina de Relaciones Internacionales asesora al Instituto en los asuntos que se relacionen con los organismos internacionales en los que el IPEN representa al Estado Peruano, así como en los de cooperación científica y técnica de su competencia.

Artículo 14o.— La Oficina de Planificación y Racionalización es el órgano de asesoramiento en el planeamiento, programación y evaluación de las actividades del IPEN, así como del perfeccionamiento permanente y sistemático de su estructura orgánica, funciones y procedimientos.

Artículo 15o.— La Oficina de Administración, se encarga de brindar apoyo al IPEN en la administración de personal, de recursos financieros y materiales.

Artículo 16o.— La Oficina de Comunicación e Información es el órgano de apoyo encargado de establecer los canales de comunicación que permitan una efectiva acción informativa para lograr que las realizaciones que lleva a cabo el IPEN sean conocidas por el público.

Artículo 17o.— La Oficina de Estadística es el órgano de apoyo encargado de asegurar que las actividades estadísticas oficiales se desarrollen en forma integrada, coordinada, racionada y bajo una normatividad común.

Artículo 18o.— La División de Proyectos Especiales coordina, implementa y controla las acciones necesarias que permitan formar la infraestructura físico-técnica requerida para el desarrollo de la energía nuclear en el país.

Artículo 19o.— La División de Materias Primas formula y ejecuta los planes, programas y proyectos de prospección, explotación, concentración y tratamiento de minerales radiactivos en el país; realiza estudios de investigación en

esta área y tiene a su cargo el control y/u obtención de sustancias radiactivas como sub-producto de otros minerales.

Artículo 20o.— La División de Aplicaciones, promueve, asesora y ejecuta las acciones destinadas a introducir y desarrollar las aplicaciones nucleares en beneficio de los sectores de mayor interés socio-económico para el país.

Artículo 21o.— La División de Seguridad Nuclear y Protección Radiológica promueve, asesora, ejecuta y controla las acciones necesarias a la correcta aplicación de las disposiciones de seguridad nuclear.

Colabora y coordina con el Sector Salud las acciones relativas a la aplicación de las normas de protección radiológica concerniente a generadores eléctricos de Rayos X.

Artículo 22o.— La División de Capacitación e Información Técnica, fomenta, orienta, desarrolla y ejerce las acciones de capacitación, perfeccionamiento y especialización, en el campo de la energía nuclear, del potencial humano requerido para la integración de la energía nuclear al desarrollo del país. Así mismo, proporciona la información técnica necesaria que se requiera.

Artículo 23o.— Las Oficinas Regionales funcionan dentro del territorio nacional, en el área que se les asigne, cumpliendo las acciones que la Alta Dirección les encargue.

CAPITULO V

REGIMEN ECONOMICO

Artículo 24o.— Los recursos del IPEN están constituidos por:

- a) Las asignaciones que le confiere para cada ejercicio la Ley de Presupuesto de la República con cargo al Fondo General del Tesoro Público.
- b) Las rentas especiales que el Supremo Gobierno le asigne para su funcionamiento.
- c) Los ingresos por transferencias que efectúen en cada ejercicio presupuestal los organismos públicos que disponen de rentas especiales para este fin.
- d) Los recursos generados por prestación de servicios, contratos o convenios que celebre con personas naturales; jurídicas, privadas o públicas, nacionales o extranjeras de conformidad con las disposiciones legales sobre la materia.
- e) Los recursos correspondientes al saldo que acusen los estados financieros provenientes de ingresos propios al cierre del ejercicio fiscal.
- f) Los provenientes de aportes, legados, donaciones, subvenciones, que le otorguen personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, incluyendo los provenientes de la cooperación internacional.

Artículo 25o.— Formar parte del patrimonio del IPEN, además de los recursos señalados en el artículo anterior, los siguientes:

- a) Los bienes que le transfiera el Ministerio de Energía y

Minas o cualquiera otra entidad pública.

- b) Los bienes que adquiera para el cumplimiento de sus objetivos.
- c) Los bienes muebles o inmuebles procedentes de donaciones y legados.
- d) Las patentes registradas a su favor con arreglo a Ley.

CAPITULO VI

REGIMEN DE PERSONAL

Artículo 26o.— A partir de la dación del presente Decreto Ley, los trabajadores del IPEN estarán sujetos al régimen laboral de la actividad privada con arreglo a las Leyes 4916, 8439 y demás disposiciones modificatorias, complementarias y conexas, según el caso y, dentro de los alcances del Artículo 49o. de la Ley 11377.

Artículo 27o.— El Instituto de Energía Nuclear queda facultado para contratar personal técnico o profesional extranjero altamente especializado cuando así lo exija el cumplimiento de sus funciones, en coordinación con el Ministerio de Trabajo de conformidad con las disposiciones legales pertinentes.

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

Artículo 28o.— El Instituto Peruano de Energía Nuclear asume todos los derechos, obligaciones, patrimonio, recursos financieros y personal de la ex-Junta de Control de Energía Atómica.

Artículo 29o.— El Instituto Peruano de Energía Nuclear queda facultado para promover la capacitación profesional y especialización en el campo nuclear, ya sea en el país o en el extranjero, del potencial humano requerido, mediante el otorgamiento de becas de estudios directamente o procedentes de cooperación internacional y por los plazos que sean necesarios

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA: Autorízase al IPEN a modificar su Presupuesto de Personal, dentro de las limitaciones legales sobre la materia.

SEGUNDA: El personal que labora actualmente en el IPEN, sujeto al régimen de pensiones a que se refiere el Decreto Ley 20530, mantendrá dicho status de seguridad social.

DISPOSICION FINAL

Derógame o déjase en suspenso en su caso, las disposiciones que se opongan al presente Decreto Ley.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los cinco días del mes de Julio de mil novecientos setentisiete.